

**МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ
ТА ЗАХИСТУ ДОВКІЛЛЯ УКРАЇНИ**

ГКД 34.20.507-2003
(у редакції 2019 року)

**ТЕХНІЧНА ЕКСПЛУАТАЦІЯ
ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ І МЕРЕЖ.
ПРАВИЛА**

Видання офіційне

Київ 2019

ПЕРЕДМОВА

- | | | |
|---|--------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1 | ЗАМОВЛЕНО: | Міністерство енергетики та вугільної промисловості України |
| 2 | РОЗРОБЛЕНО: | Науково-проектний центр розвитку об'єднаної енергосистеми України (НПЦР ОЕС України)
ДП «НЕК «Укренерго»,
керівник розробки – А.О. Квицинський |
| 3 | ПОГОДЖЕНО: | ДП «НЕК «Укренерго»
ДП НАЕК «Енергоатом»
ПрАТ «Укргідроенерго» |
| 4 | ЗАТВЕРДЖЕНО
ТА НАДАНО ЧИННОСТІ: | Наказ Міненерговугілля України
від 21.06.2019 №271 |
| 5 | НА ЗАМІНУ: | ГКД 34.20.507-2003 Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила, затверджені наказом Міністерства палива та енергетики України від 13.06.2003 №296 |
| 6 | ТЕРМІН ПЕРЕВІРКИ | 2024 |

Право власності на цей документ належить державі.

Відтворювати, тиражувати і розповсюджувати його повністю чи частково на будь-яких носіях інформації без офіційного дозволу Мінекоенерго України заборонено.



МІНІСТЕРСТВО ПАЛИВА ТА ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ

НАКАЗ

" 13 червня 2003 року "

м. Київ

№ 296

Про затвердження та введення в дію
нормативного документа
"Технічна експлуатація електричних
станцій і мереж. Правила"

З метою дотримання єдиних положень і вимог щодо організації експлуатації та ведення безпечної і надійної роботи теплових, атомних, гідравлічних, вітрових електростанцій, блок-станцій, теплоцентралей, станцій теплопостачання, котельень, електричних і теплових мереж

НАКАЗУЮ:

1. Затвердити нормативний документ "Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правил а "(далі Правила).
2. Всім суб'єктам електроенергетики (енергетичним компаніям, підприємствам, організаціям) замовити Об'єднанню енергетичних підприємств "Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики" (Хайдурова Г.П.) необхідну кількість примірників Правил і оплатити витрати на їх розробку та видання.
3. Об'єднанню енергетичних підприємств "Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики" (Хайдурова Г.П.) забезпечити:
 - 3.1. Видання і надходження необхідної кількості примірників Правил енергетичним компаніям, підприємствам та організаціям відповідно до їх замовлень і фактичної оплати в термін до 3 липня 2003 року. Спільно з госпрозрахунковим підрозділом "Науково-інженерний енергосервісний центр" інституту "Укрсільенергопроект" (Білоусов В.І.) організувати облік контрольних примірників Правил.
 - 3.2. Фінансування робіт, пов'язаних з впровадженням та моніторингом Правил.
4. Постійно діючим комісіям Мінпаливенерго України з перевірки знань правил безпечної експлуатації енергетичного та гідротехнічного обладнання, правил технічної експлуатації електричних станцій та мереж, правил улаштування електроустановок, державних та галузевих нормативних актів з охорони праці та пожежної безпеки, норм та стандартів з ядерної та радіаційної безпеки в атомній

енергетиці (Лндрійчук Ю.А., Штейнберг М.О. згідно з розподілом обов'язків) здійснити позачергову перевірку знань цих Правил у керівників, заступників та членів екзаменаційних комісій енергокомпаній, ТЕЦ та інших об'єктів електроенергетики, що мають статус юридичної особи до 20 серпня 2003 року.

5. Керівникам енергетичних компаній, підприємств та організацій забезпечити вивчення Правил персоналом та здійснити перевірку знань Правил в термін до 20 листопада 2003 року.

6. Ввести Правила в дію з 1 грудня 2003 року.

7. З набранням чинності цих Правил визнати такими, що не застосовуються на території України Правила технічної експлуатації електрических станцій и сетей, видання 13-те та 14-те, затверджені Міністром енергетики та електрифікації СРСР відповідно 30 серпня 1976 р. та 20 лютого 1989 р.

8. Госпрозрахунковому підрозділу "Науково-інженерний енергосервісний центр" інституту "Укрсільенергопроект" (Білоусов В.І.) внести Правила до реєстру і комп'ютерного банку даних чинних галузевих керівних документів Мінпаливенерго та забезпечити своєчасне внесення змін і доповнень до них у контрольні примірники Правил.

9. ВАТ "ЛьвівОРГРЕС" (Кондратенко В.Г.) здійснювати моніторинг Правил в процесі їх впровадження і розробку змін та доповнень до Правил.

10. Керівникам всіх суб'єктів електроенергетики розробити заходи та здійснити приведення інструкцій з експлуатації устаткування, будівель, споруд у відповідність з цими Правилами до 1 липня 2004 року.

11. Організацію впровадження Правил та контроль за виконанням цього наказу покласти на Державного секретаря Пушкіна В.А.

Міністр



С.Єрмілов



МІНІСТЕРСТВО ЮСТИЦІЇ
УКРАЇНИ

Україна, 01001, м. Київ
вул. Героївського, 13
Тел. (380-44) 229-66-44
Факс (380-44) 229-56-31

04.02.2003 № 50-7/195
№ 06/17-126

Щодо державної реєстрації
нормативного акта

Міністерство палива та
енергетики України

У Міністерстві юстиції України розглянуто нормативний акт Міністерства палива та енергетики України "Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила." (проект) (далі-Правила) і повідомляється.

Відповідно до Положення про Міністерство палива та енергетики України, затвердженого Указом Президента України від 14.04.2000 №598/2000 (із змінами) Мінпаливенерго України є головним органом у системі центральних органів виконавчої влади з питань забезпечення реалізації державної політики в енергетичному, ядерно-промисловому, вугільно-промисловому та нафтогазовому комплексах. Міністерство здійснює методичне керівництво та організовує контроль за діяльністю підприємств паливно-енергетичного комплексу з питань охорони праці, ядерної, радіаційної та пожежної безпеки і охорони довкілля.

Рішення Мінпаливенерго України, прийняті в межах його повноважень, є обов'язковими для виконання центральними та місцевими органами виконавчої влади, місцевого самоврядування, підприємствами, установами і організаціями всіх форм власності та громадян.

Проведено правовою експертизою Правил встановлено, що вони розроблені Мінпаливенерго згідно повноважень, визначених зазначеним Положенням, регулюють питання технічної експлуатації електричних станцій і мереж, не встановлюють нових правових норм, мають нормативно-технічний характер і тому відповідно до підпункту "е" пункту 5 Положення про державну реєстрацію нормативно-правових актів міністерств, інших органів виконавчої влади, органів господарського управління та контролю, що зачіпають права, свободи й законні інтереси громадян або мають міжвідомчий характер, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 28.12.92 №731 (із змінами) не підлягають державній реєстрації в Міністерстві юстиції. Правила є чинними і застосовуються без державної реєстрації.

Заступник Державного
секретаря

Л.М.Горбунова

Виконавець: Ільснко Л.І.
т. 229-75-33



МІНІСТЕРСТВО ПАЛИВА ТА ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ

НАКАЗ

19 грудня 2005 року

м. Київ

№ 609

Про затвердження та введення в дію
Зміни № 1 до ГКД 34.20.507-2003 “Тех-
нічна експлуатація електричних станцій і
мереж. Правила”

З метою дотримання єдиних положень і вимог щодо організації та ведення безпечної і надійної роботи електричних станцій і мереж об'єднаної енергетичної системи України

НАКАЗУЮ:

1. Затвердити Зміну № 1 до ГКД 34.20.507-2003 “Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила” (далі – Зміна № 1, додається).
2. Госпрозрахунковому підрозділу “Науково-інженерний енергосервісний центр” інституту “Укрсільенергопроект” (Білоусов В.І.) внести Зміну № 1 до реєстру та комп'ютерного банку даних чинних нормативних документів Містопаливенерго України.
3. Об'єднанню енергетичних підприємств “Галузсвий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики” (Коданьова В.Т.) забезпечити видання і надходження необхідної кількості примірників Зміни № 1 енергетичним компаніям, підприємствам, установам і організаціям відповідно до їх замовлень та фактичної оплати.
4. Контроль за виконанням цього наказу покласти на заступника Міністра Тітенка С.М.

Міністр

І. Плачков



МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ ТА
ВУГЛЬНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ

НАКАЗ

«15» 03. 2017

м. Київ

№ 197

Про внесення змін до Технічної
експлуатації електричних станцій
і мереж. Правила

Керуючись Законом України «Про стандартизацію», з метою збільшення коефіцієнту використання встановленої потужності існуючих вітрових електростанцій за рахунок короткочасного перевищення номінальної потужності генеруючого обладнання

НАКАЗУЮ:

1. Внести зміни до Технічної експлуатації електричних станцій і мереж. Правила, затверджених наказом Міністерства палива і енергетики України від 13.06.2003 № 296 (ГКД 34.20.507-2003), що додається.

2. Об'єднанню енергетичних підприємств «Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики» (Бурдяк Л.) внести цей наказ до реєстру нормативних документів Міненерговугілля України.

037255

3. Цей наказ набирає чинності через 30 днів.

4. Контроль за виконанням цього наказу покласти на заступника
Міністра А. Корзуна.

Міністр

A handwritten signature in black ink, consisting of a long horizontal stroke with a loop at the end and a vertical stroke crossing it near the beginning.

І. Насалик



**МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ ТА ВУГІЛЬНОЇ
ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ**

НАКАЗ

« _____ » _____

м. Київ

№ _____

Про внесення змін до
Технічної експлуатації
електричних станцій і мереж. Правила

Відповідно до законів України «Про ринок електричної енергії», «Про стандартизацію», Положення про Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 29.03.2017 № 208, з метою підвищення надійності роботи об'єднаної енергетичної системи України **наказую:**

1. Внести зміни до Технічної експлуатації електричних станцій і мереж. Правила, затверджених наказом Міністерства палива та енергетики України від 13 червня 2003 року № 296 (ГКД 34.20.507-2003), виклавши їх у новій редакції, що додається.

2. Об'єднано енергетичних підприємств «Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики» (О. Первак) внести цей наказ до реєстру нормативних документів Міненерговугілля.

046867



UB
Міненерговугілля
D: Внутрішній N9271 від 21.06.2019

3. Цей наказ набуває чинності з дня його опублікування.

4. Контроль за виконанням цього наказу покласти на заступника Міністра
М. Близнюка.

Міністр



I. НАСАЛИК

ВСТУП

З моменту розроблення галузевого керівного документа ГКД 34.20.507-2003 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила» (далі - Правила), затвердженого наказом Міністерства палива та енергетики України від 13 червня 2003 року № 296, пройшло понад 15 років. За цей час суттєвих змін зазнали законодавство, яке регулює відносини в електроенергетиці, а також техніка і технології, що використовуються під час експлуатації електричних станцій і мереж. Ці Правила містили неактуальні з юридичної і технічної точки зору положення та були перевантажені вимогами, які унормовано іншими документами більш високого рівня.

Відповідно до Плану наукових та науково-технічних розробок Міністерства енергетики та вугільної промисловості у сфері паливно-енергетичного комплексу на 2017 рік, затвердженого наказом Міненерговугілля від 30.08.2017 № 581, протягом 2017 – 2019 років виконано перегляд ГКД 34.20.507-2003 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила».

Нова редакція Правил приведена у відповідність до чинного законодавства, інтересів держави, потреб виробників і споживачів, рівня розвитку науки і техніки, вимог галузевих і міжнародних (або регіональних) нормативних документів (НД).

Нову редакцію ГКД 34.20.507-2003 затверджено наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості від 21.06.2019 № 271.

Під час перегляду Правил було враховано вимоги Правил улаштування електроустановок, затверджених наказом Міненерговугілля від 21.07.2017 № 476, Кодексу системи передачі, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14.03.2018 № 309, Кодексу систем розподілу, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14.03.2018 № 310, інших галузевих і/або національних (міжнародних, регіональних) НД, прийнятих після затвердження чинної редакції Правил. Вимоги Кодексу системи передачі щодо оперативно-диспетчерського керування та вимоги Правил оперативних перемикачів, затверджених наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 30.01.2018 № 77 і зареєстрованих в Міністерстві юстиції України 21 лютого 2018 року за № 21/31663, значною мірою дублюють вимоги чинних Правил, тому у новій редакції Правил розділ 13 «Оперативно-диспетчерське управління» вилучено. Главу 13.9 «Перемикачання в теплових схемах ТЕС і теплових мереж» перенесено до розділу 8 «Тепломеханічне устаткування» окремою главою 8.14.

Нова редакція галузевого керівного документа Міністерства енергетики та вугільної промисловості України буде залишатися чинною до розроблення і введення в дію відповідних галузевих технічних регламентів.

Перегляд здійснювався відокремленим підрозділом «Науково-проектний центр розвитку Об'єднаної енергетичної системи України» державного підприємства «Національна енергетична компанія «Укренерго» за участі спеціалістів:

– ПрАТ НЕК «УКРЕНЕРГО» (у т.ч. відповідних регіональних підрозділів) та Державної інспекції з експлуатації електричних станцій та мереж;

– енергогенеруючих компаній – ДП НАЕК «Енергоатом» (Запорізької АЕС, Хмельницької АЕС, Південно-Української АЕС, Рівненської АЕС), ПрАТ «Укргідроенерго», АТ «ДТЕК Західенерго», ПАТ «Центренерго», ПАТ «Донбасенерго», ТОВ «Вінд Пауер», UDP Renewables;

– проектних організацій – ПрАТ «Укргідропроєкт», ПрАТ «ЛЬВІВОРГРЕС», ДП «ДОНОРГРЕС»;

– операторів систем розподілу – ПрАТ «Львівобленерго», ПАТ «Вінницяобленерго», ПАТ «Чернігівобленерго», ПАТ «Запоріжжяобленерго», АТ «Харківобленерго», ПрАТ «Київобленерго», ПАТ «Миколаївобленерго», ВАТ «Тернопіль-

обленерго», ПАТ «Полтаваобленерго», ПАТ ДТЕК Донецькобленерго», ПАТ «ЕК «Дніпрообленерго», ПАТ «Кіровоградобленерго».

Технічний супровід нової редакції Правил здійснював Департамент електроенергетичного комплексу Міненерговугілля.

Упорядники нової редакції Правил вдячні співробітникам підприємств і організації електроенергетичної галузі України за отримані під час роботи над Правилами пропозиції.

Зауваження та пропозиції щодо тесту нової редакції Правил просимо надавати на адресу Міністерства енергетики та захисту довкілля України (Мінекоенерго).

ГКД 34.20.507-2003
(у редакції 2019 року)

**ТЕХНІЧНА ЕКСПЛУАТАЦІЯ
ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ І МЕРЕЖ.
ПРАВИЛА**

Чинний від 2019-06-21

**РОЗДІЛ 1
СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ**

1.1 Цей документ «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила» (далі – Правила) розроблений відповідно до законів України, нормативно-правових актів Кабінету Міністрів України, нормативно-правових актів з організаційних і технічних питань щодо збереження цілісності, забезпечення надійного та ефективного функціонування ОЕС України, єдиного диспетчерського (оперативно-технологічного) управління нею, міжгалузевих і галузевих нормативних документів і поширюється на всі суб'єкти та об'єкти електроенергетики.

1.2 Правила встановлюють (регламентують) основні організаційні і технічні вимоги до безпечної, надійної та економічної експлуатації устаткування, будівель, споруд і комунікацій об'єктів енергетики (далі – енергооб'єкти) і не поширюються на положення, визначені кодексами системи передачі, систем розподілу та кодексом комерційного обліку.

1.3 Знання і дотримання цих Правил в обсязі, що відповідає займаній посаді є обов'язковими для працівників енергетики (енергогенеруючих компаній, теплових електричних станцій, блок-станцій, станцій тепlopостачання, теплоцентралей і котельень з котлами тепловою потужністю понад 35 Гкал/год, атомних електричних станцій, гідравлічних і вітрових електричних станцій, сонячних фотоелектричних станцій, електричних і теплових мереж, об'єктів ВДЕ); організацій, що здійснюють функції управління, регулювання й інспектування в енергетиці, а також організацій, незалежно від їхньої відомчої належності та форм власності, що виконують науково-дослідні, проектно-конструкторські і проектні роботи, будівництво об'єктів енергетики, виготовлення, постачання, монтаж, налагодження, випробування, діагностику, ремонт устаткування й надають інші послуги суб'єктам і об'єктам енергетики.

1.4 Усі чинні в електроенергетичній галузі нормативно-технічні документи з питань організації та технічної експлуатації обладнання, будівель, споруд та комунікацій енергооб'єктів, інструкції з експлуатації та посадові інструкції повинні бути приведені у відповідність з нормами та вимогами цих Правил.

**РОЗДІЛ 2
НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ**

У цьому нормативному документі є посилання на такі нормативно-правові акти та нормативні документи:

Закон України «Про ринок електричної енергії України»

Закон України «Про оцінку впливу на довкілля»

Закон України «Про використання ядерної енергії та радіаційну безпеку

Закон України «Про дозвільну діяльність у сфері використання ядерної енергії»

Закон України «Про охорону навколишнього природного середовища»

- Закон України «Про технічні регламенти та оцінку відповідності»
Закон України «Про оцінку впливу на довкілля»
Закон України «Про охорону атмосферного повітря»
Закон України «Про охорону праці»
Закон України «Про відходи»
Закон України «Про метрологію та метрологічну діяльність»
Закон України «Про національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг»
Закон України «Про основні засади державного нагляду (контролю) у сфері господарської діяльності»
Закон України «Про регулювання містобудівної діяльності»
Закон України «Про ліцензування видів господарської діяльності»
Закон України «Про інформацію»
Закон «Про природно-заповідний фонд України»
Закон України «Про рослинний світ»
Закон України «Про тваринний світ»
Закон України «Про охорону земель»
Закон України «Про землі енергетики та правовий режим спеціальних зон енергетичних об'єктів»
Указ Президента України «Про державне регулювання ядерної та радіаційної безпеки» від 05.12.2000 № 1303/2000
Постанова Кабінету Міністрів України від 08.06.2016 № 358 «Про функціонування територіальних органів Державної інспекції ядерного регулювання»
Постанова Кабінету Міністрів України від 20.08.2014 № 363 «Про затвердження Положення про Державну інспекцію ядерного регулювання України»
Постанова Кабінету Міністрів України від 04.07.2015 № 374 «Про затвердження переліку категорій законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки, що підлягають періодичній повірці»
Постанова Кабінету Міністрів України від 29.03.2002 № 401 «Про затвердження Положення про використання повітряного простору України»
Постанова Кабінету Міністрів України від 26.06.2013 № 444 «Про затвердження Порядку здійснення навчання населення діям у надзвичайних ситуаціях»
Постанова Кабінету Міністрів України від 13.07.2016 № 446 «Про затвердження Ліцензійних умов провадження господарської діяльності з поводження з небезпечними відходами»
Постанова Кабінету Міністрів України від 13.04.2011 № 461 «Про порядок прийняття в експлуатацію закінчених будівництвом об'єктів» (із змінами, затвердженими постановою Кабінету Міністрів України від 07.06.2017 № 409)
Постанова Кабінету Міністрів України від 13.11.2013 № 824 «Про затвердження Порядку здійснення державного нагляду за дотриманням вимог ядерної та радіаційної безпеки»
Постанова Кабінету Міністрів України від 30.11.2011 № 1232 «Про порядок проведення розслідування та ведення обліку нещасних випадків, професійних захворювань і аварій на виробництві» (зі змінами і доповненнями, внесеними постановами Кабінету Міністрів України від 05.09.2012 № 829, від 19.09.2012 № 868, від 29.05.2013 № 380, від 04.06.2014 № 162, від 03.02.2016 № 59, від 11.02.2016 № 76, від 01.03.2017 № 113, від 26.04.2017 № 294)
Постанова Кабінету Міністрів України від 06.11.1997 № 1238 «Про обов'язковий профілактичний наркологічний огляд і порядок його проведення»
Постанова Кабінету Міністрів України від 08.11.2000 № 1683 «Про затвердження переліків посад та спеціальностей персоналу для експлуатації ядерних установок, підготовка якого підлягає ліцензуванню та посад персоналу, який безпосередньо здійснює управління реакторною установкою» (зі змінами і доповненнями, внесеними постановами Кабінету Міністрів України від 09.08.2001 № 1006, від 28.12.2001 № 1793, від 16.12.2004 № 1690, від 23.02.2011 № 144)

Постанова Кабінету Міністрів України від 26.05.2004 № 687 «Про затвердження Порядку проведення огляду, випробування та експертного обстеження (технічного діагностування) машин, механізмів, устаткування підвищеної небезпеки» (із змінами і доповненнями, внесеними постановою Кабінету Міністрів України від 11.02.2016 № 76)

Розпорядження Кабінету Міністрів України від 08.09.2004 № 648 «Про заходи щодо реконструкції та модернізації теплоелектростанцій і теплоелектроцентралей у період до 2020 року»

Розпорядження Кабінету Міністрів України від 08.11.2017 № 796 «Про Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок»

Кодекс комерційного обліку електричної енергії, затверджений постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 14.03.2018 № 311

Кодекс системи передачі, затверджений постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 14.03.2018 № 309

Кодекс системи розподілу, затверджений постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14.03.2018 № 310

Кодекс цивільного захисту України

Кодекс України про надра

Водний Кодекс України

Земельний Кодекс України

Повітряний Кодекс України

Лісовий Кодекс України Правила охорони електричних мереж, затверджено постановою Кабінету Міністрів України від 04.03.1997 N 209 (із змінами і доповненнями, внесеними постановою Кабінету Міністрів України від 22.03.2017 № 161)

Правила охорони поверхневих вод від забруднення зворотними водами, затверджено постановою Кабінету Міністрів України від 25.03.1999 № 465 (із змінами і доповненнями, внесеними постановою Кабінету Міністрів України від 7 серпня 2013 року № 748)

Порядок затвердження проектів будівництва і проведення їх експертизи», затверджено постановою Кабінету Міністрів України від 11.05.2011 № 560 (із змінами і доповненнями, внесеними постановами Кабінету Міністрів України за станом на 11.07.2018)

Порядок встановлення міжповірочних інтервалів законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки за категоріями», затверджено постановою Кабінету Міністрів України від 16.12.2015 № 1195

Порядок проведення обов'язкових попередніх та періодичних психіатричних оглядів, затверджено постановою Кабінету Міністрів України від 27.09.2000 № 1465 (із змінами і доповненнями, внесеними постановами Кабінету Міністрів України від 25.05.2006 № 726, від 26.06 2007 № 859, від 10.10.2012 № 924, від 20.04.2016 № 313, від 11.01.2018 № 10)

Порядок проведення медичних оглядів працівників певних категорій, затверджено наказом Міністерства охорони здоров'я України від 21.05.2007 № 246, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 23.07.2007 за № 846/14113 (із змінами, у редакції наказу Міністерства охорони здоров'я України від 14.02.2012 № 107)

Порядок надання домедичної допомоги особам при невідкладних станах, затверджено наказом Міністерства охорони здоров'я України від 16.06.2014 № 398

Положення про професійне навчання працівників на виробництві, затверджено наказом Міністерства праці та соціальної політики, Міністерства освіти і науки від 26.03.2001 № 127/151, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 06.04.2001 за № 315/5506, (із змінами і доповненнями, внесеними наказами Міністерства праці та соціальної політики України, Міністерства освіти і науки України від 03.03.2008 № 92/147, від 18.04.2012 № 218/475, від 15.01 2018 року № 34/33)

Типове положення про метрологічні служби центральних органів виконавчої влади, інших державних органів, органів управління об'єднань підприємств, підприємств, установ та організацій, які виконують роботи у сфері законодавчо регульованої метрології, затверджено наказом Міністерства економічного розвитку і торгівлі України від 23.12.2015 № 1747

Порядок проведення повірки законодавчо регульованих засобів виміральної техніки, що перебувають в експлуатації, та оформлення її результатів, затверджено наказом Міністерства економічного розвитку і торгівлі України від 08.02.2016 № 193 (із змінами і доповненнями, внесеними наказом Міністерства економічного розвитку і торгівлі України від 23.12.2016 № 2129)

Правила улаштування електроустановок (ПУЕ:2017), затверджено наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 21.07.2017 № 476
Правила виконання оперативних перемикачів в електроустановках, затверджено наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 30.01.2018 № 77, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 21.02.2018 за № 211/31663

Правила взаємовідносин між Державним підприємством «Національна енергетична компанія «Укренерго» та суб'єктами (об'єктами) електроенергетики в умовах паралельної роботи в складі Об'єднаної енергетичної системи України (зі змінами), затверджено наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 02.06.2008 № 303, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 23.07.2008 за № 673/15364

Правила технічної експлуатації резервуарів та інструкції з їхнього ремонту, затверджено Держкомнафтопродуктом СРСР 26.12.1986

Правила утримання зелених насаджень у населених пунктах України, затверджено наказом Міністерства будівництва, архітектури та житлово-комунального господарства України 10.04.2006 № 105, зареєстровано у Міністерстві юстиції України 27.07.2006 за №880/12754

НАПБ Б.05.026-2015 Інструкція про порядок утримання, обліку та перевірки технічного стану джерел зовнішнього протипожежного водопостачання, затверджено наказом Міністерства внутрішніх справ України від 15.06.2015 № 696, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 03.07.2015 за № 780/27225

ДСТУ 2767-94 (ГОСТ 30221-97); (IEC 60905:1987) Керівництво з навантаження силових сухих трансформаторів

ДСТУ 3463-96 (ГОСТ 14209-97); (IEC 60354:1991) Керівництво з навантаження силових масляних трансформаторів

ДСТУ 3472:2015 Вугілля буре, кам'яне та антрацит. Класифікація

ДСТУ 4058-2001 Паливо нафтове. Мазут. Технічні умови

ДСТУ 4083:2012 Вугілля кам'яне та антрацит для пиловидного спалювання на теплових електростанціях. Технічні умови

ДСТУ 4096-2000 Вугілля буре, кам'яне, антрацит, горючі сланці та вугільні брикети. Методи відбору та підготовки проб до лабораторних випробувань

ДСТУ 4297-2004 Пожежна техніка. Технічне обслуговування вогнегасників. Загальні технічні вимоги

ДСТУ 4319:2004 Повітряні фільтри до загальної вентиляції. Визначення характеристик фільтрування

ДСТУ 4454:2005 Нафта і нафтопродукти. Маркування, пакування, транспортування та зберігання

ДСТУ 7525:2014 Вода питна. Вимоги та методи контролювання якості

ДСТУ 8699:2016 (ISO 18283:2006; ISO 18283:2006/Cor 1:2009) Вугілля кам'яне, антрацит і кокс. Відбирання проб вручну

ДСТУ 8733:2017 Атомна енергетика. Терміни та визначення понять

ДСТУ ГОСТ 12.2.085:2007 Посудини, що працюють під тиском. Клапани запобіжні. Вимоги щодо безпеки

ДСТУ-Н Б А.3.1-10:2008 Настанова з проведення технічного діагностування вертикальних сталевих резервуарів

- ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010 Захист від небезпечних геологічних процесів, шкідливих експлуатаційних впливів, від пожежі. Будівельна кліматологія
- ДСТУ Б В.1.1-36:2016 Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою
- ДСТУ-Н Б В.1.2-18:2016 Настанова щодо обстеження будівель і споруд для визначення та оцінки їх технічного стану
- ДСТУ Б В.2.5-29:2006 Система газопостачання. Газопроводи підземні сталеві. Загальні вимоги до захисту від корозії
- ДСТУ Б В.2.5-38:2008 Інженерне обладнання будинків і споруд. Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд (IEC 62305:2006)
- ДСТУ Б В.2.6-200:2014 Конструкції металеві будівельні. Вимоги до монтажу
- ДСТУ ISO 6309:2007 Протипожежний захист. Знаки безпеки. Форма та колір (ISO 6309:1987, IDT)
- ДСТУ ISO 9001:2015 (ISO 9001:2015, IDT) Системи управління якістю. Вимоги та настанови щодо застосування
- ДСТУ ISO 14001:2015 Системи екологічного управління. Вимоги та настанови щодо застосування
- ДСТУ ISO 13909-2:2005 Вугілля кам'яне, антрацит та кокс. Механізоване відбирання проб. Частина 2. Вугілля. Відбирання проб з рухомих потоків
- ДСТУ ISO 13909-3:2005 Вугілля кам'яне, антрацит та кокс. Механізоване відбирання проб. Частина 3. Вугілля. Відбирання проб з нерухомих партій
- ДСТУ ISO/IEC 17025:2017 Загальні вимоги до компетентності випробувальних та калібрувальних лабораторій
- ДСТУ IEC 60287-1-1:2009 Кабелі електричні. Обчислення номінальної сили струму. Частина 1-1. Співвідношення для обчислення номінальної сили струму (коефіцієнт навантаження 100 %) і обчислення втрат. Загальні положення
- ДСТУ IEC/TR 61850-90-4:2016 (IEC/TR 61850-90-4:2013, IDT) Комунікаційні мережі та системи для автоматизації електроенергетичних підприємств. Частина 90-4. Настанови щодо мережних технологій
- ДСТУ IEC/TS 62351:2007 Керування енергетичними системами та пов'язаний з ним інформаційний обмін. Безпека даних та комунікацій
- ДСТУ EN 671-3:2017 Стаціонарні системи пожежогасіння. Кран-комплекти пожежні. Частина 3. Технічне обслуговування кран-комплектів з напівжорсткими і плоскоскладаними рукавами. Загальні вимоги
- ДСТУ EN 50160:2014 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності
- ISO/IEC 27019-2015 Руководство управлением информационной безопасностью систем управления источника питания, основанных на ISO/IEC 27002 (TR ISO/IEC 27019:2014)
- IEC 62443:2015 Промышленные коммуникационные сети – сети и системы безопасности
- СОУ-Н ЕЕ 04.404:2006 Організація експлуатації релейного захисту та автоматики в енергокомпаніях і їх структурних одиницях. Правила
- СОУ-Н ЕЕ 17.406:2007 Контроль і заміна згинів необігрівних труб парових котлів з робочим тиском 10 і 14 МПа
- СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 Норми випробування електрообладнання
- СОУ-Н ЕЕ 20.304 Норми випробування силових кабельних ліній напругою до 500 кВ
- СОУ-Н ЕЕ 20.502:2007 Повітряні лінії електропередавання напругою 35 кВ і вище. Інструкція з експлуатації
- СОУ-Н ЕЕ 20.571:2007 Оцінка технічного стану повітряних ліній електропередавання напругою від 35 кВ до 750 кВ. Методичні вказівки
- СОУ-Н ЕЕ 20.572:2006 Методичні вказівки з обстеження металевих та залізобетонних порталів відкритих розподільчих установок напругою 35 – 750 кВ

СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007 Технічне діагностування електрообладнання та контактних з'єднань електроустановок і повітряних ліній електропередачі засобами інфрачервоної техніки. Методичні вказівки

СОУ-Н ЕЕ 20.622:2008 Система технічного обслуговування і ремонту обладнання електростанцій. Здавання в ремонт та приймання з ремонту обладнання. Правила

СОУ-Н ЕЕ 35.514:2007 Технічне обслуговування мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, протиаварійної автоматики, електроавтоматики, дистанційного керування та сигналізації ЕС і ПС від 0,4 до 750 кВ

СОУ-Н ЕЕ 37.306:2007 Організація та обсяг хімічного контролю водно-хімічного режиму на теплових електростанціях. Методичні вказівки

СОУ-Н ЕЕ 40.304:2007 Посудини, що працюють під тиском положення про технічне діагностування

СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009 Приймання, застосування та експлуатація трансформаторних масел. Норми оцінювання якості

СОУ-Н ЕЕ 47.501: 2008 Виявлення ферорезонансних процесів у електричних мережах високої напруги та запобігання їм. Методичні вказівки

СОУ-Н ЕЕ 50.301:2007 Випробування акумуляторних батарей у режимах аварійних та поштовхових навантажень (струмів). Методика

СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-96:2014 Методичні рекомендації з аналізу технологічних витрат електричної енергії та вибору заходів щодо їх зниження

СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-100:2014 Інструкція із застосування, монтажу та експлуатації засобів захисту від перенапруг в електроустановках напругою 6-750 кВ

СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-103:2014 Виконання Схем перспективного розвитку ОЕС України, окремих енерговузлів та енергорайонів. Правила

СОУ-Н ЕЕ 40.1-21677681-88:2013(НАПБ В.01.056-2013/111) Правила будови електроустановок. Пожежна безпека електроустановок. Інструкція

СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-82:2013 Методические рекомендации определения технологических расходов электрической энергии в трансформаторах и линиях электропередачи

СОУ-Н МПЕ 40.1.02.307:2005 Установки спалювання на теплових електростанціях та котельнях. Організація контролю за викидами в атмосферу

СОУ-Н МПЕ 40.1.08.551:2009 Інструкція про розслідування і облік технологічних порушень на об'єктах електроенергетики і в Об'єднаній енергетичній системі України

СОУ-Н МПЕ 40.1.09.111:2005 Розрахункові питомі витрати палива на відпущену електричну і теплову енергію на прогнозований період. Методика визначення

СОУ-Н МПЕ 40.1.09.151:2005 Складання енергетичних характеристик устаткування, порядок визначення нормативних питомих витрат та заощадження палива на енергопідприємствах. Методичні вказівки

СОУ-Н МПЕ 40.1.10.551:2004 Норми витрат оливи на ремонтні та експлуатаційні потреби турбін і насосів ТЕС України

СОУ-Н МПЕ 40.1.17.401:2004 Контроль металу і продовження терміну експлуатації основних елементів котлів, турбін і трубопроводів теплових електростанцій. Типова інструкція

СОУ-Н МПЕ 40.1.17.405:2005 Порядок продовження терміну експлуатації підігрівників високого та низького тисків з напрацюванням понад 30 років. Положення

СОУ-Н МПЕ 40.1.20.509:2005 Експлуатація силових кабельних ліній напругою до 35 кВ. Інструкція

СОУ-Н МПЕ 40.1.21.525:2006 Виробничі будівлі та споруди суб'єктів електроенергетики. Типова інструкція з експлуатації. Частина 1. Організація експлуатації будівель та споруд

СОУ-Н МПЕ 40.1.44.101:2005 Вугілля на відкритих складах електростанцій. Інструкція із зберігання

СОУ-Н МЕНВ 40.1-37471933-49:2011 Проектування кабельних ліній напругою до 330 кВ. Настанова (у редакції наказу Міненерговугілля від 26.01.2017 № 82)

- СОУ-Н МЕВ 41.0-21677681-61:2012 (НАПБ В.05.027-2011/111) Інструкція з гасіння пожеж на енергетичних об'єктах України
- СОУ-Н МЕВ 40.1-00013741-76:2012 Норми аварійного запасу електроустаткування, будівельних конструкцій та матеріалів для електричних мереж напругою від 0,38 кВ до 150 кВ
- СОУ-Н МЕВ 40.1-00013741-92:2014 Ізоляція електроустановок напругою від 6 до 750 кВ. Інструкція з вибору та експлуатації
- СОУ 31.2-21677681-19:2009. Випробування та контроль пристроїв заземлення електроустановок. Типова інструкція
- СОУ 40.1-21677681-01:2009 Деаератори з тиском середовища 0,6 МПа і вище: Положення про експертне обстеження (технічне діагностування)
- СОУ 40.1-21677681-02:2009 Порядок продовження терміну експлуатації барабанів котлів високого тиску. Інструкція
- СОУ 40.1-21677681-31:2010 Служба експлуатації та ремонту будівель і споруд енергопідприємств. Типове положення
- СОУ 40.1-21677681-32:2010 Робоча потужність теплових електростанцій. Методика нормування і облік
- СОУ 40.1-00013741-35:2010 Експлуатація кабельних ліній електропостачання напругою від 110 кВ до 330 кВ. Інструкція
- СОУ 41.0-21677681-37:2010 (НАПБ 05.025–2010) Інструкція з експлуатації автоматичних систем водяного пожежогасіння
- СОУ-Н МЕВ 40.1-00100227-78:2012 Норми аварійного запасу устаткування та матеріалів для магістральних електричних мереж напругою 220-750 кВ
- СОУ 40.1.03-21677681-04:2009 (НАПБ 05.024-2009) Інструкція з експлуатації автоматичних систем пожежної сигналізації на підприємствах Мінпаливенерго України
- СОУ 45.2-00100227-23:2010 Технічне обслуговування і ремонт великих переходів повітряних ліній електропередавання через перешкоди. Методичні вказівки
- СОУ ВЕА.100.1/01:2015 Енергетичні оливи та оливні господарства підприємств енергетичної галузі України та підприємств, де застосовується аналогічне обладнання. Організація експлуатації та технічного обслуговування. Норми та вимоги
- ГКД 34.03.106-2003 Безпека гідротехнічних споруд і гідротехнічного обладнання електростанцій України: Положення про галузеву систему нагляду
- ГКД 34.09.103-96 Розрахунок звітних техніко-економічних показників електростанції про теплову економічність устаткування. Методичні вказівки
- ГКД 34.09.107-2004 Методичні вказівки з основних положень нормування питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів енергопідприємствами України
- ГКД 34.20.503-97 Методические указания по организации системы эксплуатационного обслуживания воздушных линий электропередачи напряжением 0,4 – 20 кВ, трансформаторных подстанций напряжением 6 – 20/0,4 кВ и распределительных пунктов напряжением 6 – 20 кВ
- ГКД 34.20.504-94 Теплові мережі. Інструкція з експлуатації
- ГКД 34.20.541-95 Положення про узгодження обмежень потужності і заходів щодо підвищення ефективності використання встановленої потужності теплових електростанцій
- ГКД 34.20.661-2003 Правила організації технічного обслуговування та ремонту обладнання, будівель і споруд електростанцій та мереж
- ГКД 34.21.501-2003 Типова інструкція з експлуатації механічного обладнання гідротехнічних споруд
- ГКД 34.25.301-96 Котли, турбіни та трубопроводи ТЕС. Положення про вхідний контроль металу теплоенергетичного обладнання з тиском 9 МПа і вище
- ГКД 34.25.503-96 Маневреність енергоблоків з конденсаційними турбінами. Технічні вимоги
- ГКД 34.35.101-95 Обладнання енергетичних блоків потужністю 300 МВт та вище. Вимоги, які визначаються умовами їх автоматизації

- ГКД 34.35.105-95 Обсяг технологічних вимірювань сигналізації та автоматичного регулювання на теплових електростанціях. Методичні вказівки
- ГКД 34.35.506-97 Типові технічні вимоги до станційного рівня АСУ ТП ТЕС
- ГКД 34.35.603-95 Технічне обслуговування пристроїв релейного захисту та електроавтоматики електричних мереж 0,4 – 35 кВ Правила
- ГКД 34.35.604-96 Технічне обслуговування пристроїв релейного захисту, протиаварійної автоматики, електроавтоматики, дистанційного керування та сигналізації електростанцій та підстанцій 110 – 750 кВ
- ГКД 341.003.003.007-2001 Примірні інструкція з охорони праці під час виконання робіт на вітрових електростанціях
- ГНД 34.09.102-2004 Методика інвентаризації рідкого палива на енергооб'єктах
- ГНД 34.09.104-2003 Методика составления структуры баланса электроэнергии в электрических сетях 0,38 – 150 кВ, анализа его составляющих и нормирование технологических затрат электроэнергии
- ГНД 34.09.203-2004 Нормування витрат електроенергії на власні потреби підстанцій 35 – 750 кВ і розподільчих пунктів 6 – 10
- ГНД 34.12.102-2004 Положення про спеціальну підготовку і навчання з питань технічної експлуатації об'єктів електроенергетики
- ГНД 34.09.101-2003 Методичні вказівки з обліку палива на електростанціях
- ГНД 34.21.522-2004 Резервуари сталеві вертикальні циліндричні для зберігання рідкого палива і води. Конструкції будівельні. Інструкція з експлуатації
- ГНД 34.23.501-2004 Мазутні господарства на енергооб'єктах. Інструкція з експлуатації
- ГНД 34.42.401-2004 Установки для очищення виробничих стічних вод теплових електростанцій. Інструкція з експлуатації та методика з пуску і налагодження
- ГТР 34.09.110-2003 Вхідний контроль палива на ТЕС та організація претензійної роботи. Методичні вказівки
- СОУ НАЕК 109:2016 Эксплуатация технологического комплекса. Мониторинг строительных конструкций АЭС. Общие положения
- ДБН Б.2.2-12:2018 Планування і забудова територій
- ДБН А.2.2-1-2003 Проектування. Склад і зміст матеріалів оцінки впливів на навколишнє середовище (ОВНС) при проектуванні і будівництві підприємств, будинків і споруд
- ДБН А.2.2-3-2014 Склад та зміст проектної документації на будівництво
- ДБН А.3.1-5:2016 Організація будівельного виробництва
- ДБН В.1.1-7:2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги
- ДБН В.2.2-9-2009 Будинки і споруди. Громадські будинки та споруди. Основні положення
- ДБН В.2.2-12:2018 Планування і забудова територій
- ДБН В.2.2-15-2005 Будинки і споруди. Житлові будинки. Основні положення
- ДБН В.2.2-28:2010 Будинки адміністративного та побутового призначення
- ДБН В.2.4-3:2010 Гидротехнические, энергетические и мелиоративные системы и сооружения, подземные горные выработки. Гидротехнические сооружения. Основные положения
- ДБН В.2.5-20-2001 Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі і споруди. Газопостачання
- ДБН В.2.5-39:2008 Теплові мережі
- ДБН В.2.5-56:2014 Системи протипожежного захисту
- ДБН В.2.5-64:2012 Внутрішній водопровід та каналізація. Частина I. Проектування. Частина II. Будівництво
- ДБН В.2.5-67:2013 Опалення, вентиляція та кондиціонування
- ДБН В.2.5-74:2013 Водопостачання. Зовнішні мережі та споруди. Основні положення проектування
- ВБН В.1.1-034-03.307-2003 Протипожежні норми проектування атомних електростанцій з водо-водяними енергетичними реакторами
- СНиП 2.09.02-85* Производственные здания

- НАПБ А.01.001-2014 Правила пожежної безпеки в Україні
- НАПБ Б.01.014-2007 Правила пожежної безпеки при експлуатації атомних станцій
- НАПБ В.01.034-2005/111 Правила пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах та в організаціях енергетичної галузі України
- НАПБ 05.026-2010 (СОУ 41.0-21677681-25:2010) Інструкція із зберігання та застосування первинних засобів пожежогасіння на підприємствах Мінпаливенерго України
- НАПБ В 05.027-2011/111 (СОУ-Н МЕНВ 41.0-21677681-61:2012) Інструкція з гасіння пожеж на енергетичних об'єктах України
- НПАОП 0.00-1.69-13 Правила охорони праці під час експлуатації тепломеханічного обладнання електростанцій, теплових мереж і тепловикористовувальних установок
- НПАОП 0.00-1.76-15 Правила безпеки систем газопостачання
- НПАОП 0.00-1.81-18 Правила охорони праці під час експлуатації обладнання, що працює під тиском
- НПАОП 0.00-4.12-05 Типове положення про порядок проведення навчання і перевірки знань з питань охорони праці
- НПАОП 0.00-4.15-98 Положення про розробку інструкції з охорони праці
- НПАОП 0.00-6.03-93 Порядок опрацювання і затвердження роботодавцем нормативних актів з охорону праці, що діють на підприємстві
- НПАОП 40.1-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок
- НПАОП 40.1-1.07-01 Правила експлуатації електрозахисних засобів
- НПАОП 40.1-1.32-01 Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок
- ОСПУ-2005 (ДСП 6.177.2005-09-02) Основні санітарні правила забезпечення радіаційної безпеки України
- ДСанПіН 2.2.4-171-10 Гігієнічні вимоги до води питної, призначеної для споживання людиною
- ДСН-198-97 (ДСанПіН 198-97) Державні санітарні норми і правила при виконанні робіт в невідимкнених електроустановках напругою до 750 кВ включно
- ОСТ 108.031.08-85 Котлы стационарные и трубопроводы пара и горячей воды. Нормы расчета на прочность. Общие положения по обоснованию толщины стенки
- ОСТ 108.031.09-85 Котлы стационарные и трубопроводы пара и горячей воды. Нормы расчета на прочность. Методы определения толщины стенки
- ОСТ 108.031.10-85 Котлы стационарные и трубопроводы пара и горячей воды. Нормы расчета на прочность. Определение коэффициентов прочности
- ГОСТ 12.1.007-76 Вредные вещества. Классификация и общие требования
- ГОСТ 12.4.026-76 Цвета сигнальные и знаки безопасности
- ГОСТ 687-78 Выключатели переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Общие технические условия
- ГОСТ 981-75 Масла нефтяные Метод определения стабильности против окисления
- ГОСТ 3619-89 Котлы паровые стационарные. Типы и основные параметры
- ГОСТ 9972-74 Масла нефтяные турбинные с присадками. Технические условия
- ГОСТ 1282-88 Конденсаторы для повышения коэффициента мощности. Общие технические условия
- ГОСТ 5542-87 Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия
- ГОСТ 12450-82 Выключатели переменного тока на номинальные напряжения от 110 до 750 кВ. Технические требования к отключению ненагруженных воздушных линий и методы испытаний
- ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения
- ГОСТ 14202-69 Трубопроводы промышленных предприятий

- ГОСТ 20995-75 Котлы паровые стационарные давлением до 3,9 МПа. Показатели качества питательной воды и пара
- ГОСТ 24277-91 Установки паротурбинные стационарные для атомных электростанций. Общие технические условия
- ГОСТ 24278-89 Установки турбинные паровые стационарные для привода электрических генераторов ТЭС. Общие технические требования
- ГОСТ 24570-81 Клапаны предохранительные паровых и водогрейных котлов. Технические требования
- ГОСТ 27164-86 Аппаратура специального назначения для эксплуатационного контроля вибрации подшипников крупных стационарных агрегатов. Технические требования
- РД 34.03.352-89 (НПАОП 40.3-1.05-89) Правила взрывобезопасности топливо-подач и установок для приготовления и сжигания пылевидного топлива
- РД 34.03.702-86 Инструкция по оказанию первой помощи пострадавшим в связи с несчастными случаями при обслуживании энергетического оборудования
- РД 34.17.406-83 Инструкция по контролю роторов паровых турбин со стороны осевого канала
- РД 34.22.502-83 Правила эксплуатации заиляемых водохранилищ малой и средней емкости
- РД 34.26.105-84 Методические указания по предупреждению низкотемпературной коррозии поверхностей нагрева и газоходов котлов
- РД 34.30.310-83 Методические указания по проверке и испытаниям автоматических систем регулирования и защит паровых турбин
- РД 34.31.602-70 Инструкция по ремонту гидротурбин и механической части генератора
- РД 34.31.603-86 Методические указания по построению комплексной сетевой модели ремонта гидроагрегата
- РД 34.40.504-86 Методические указания по защите баков-аккумуляторов от коррозии и воды в них от аэрации
- РД 34.43.102-89 Инструкция по эксплуатации нефтяных турбинных масел
- РД 34.43.106-90 Типовая инструкция по приемке, хранению и эксплуатации огнестойкого турбинного масла ОМТИ
- РД 34.45.512-87 Типовая инструкция по эксплуатации газовой системы водородного охлаждения генераторов
- ТИ 34-70-049-86 Типовая инструкция по эксплуатации производственных зданий и сооружений атомных электростанций. Часть 1. Организация эксплуатации, ремонтов и технического обслуживания
- ТИ 34-70-062-83 Методические указания по проверке и испытаниям автоматических систем регулирования и защит паровых турбин
- РТМ 24.038.08 Расчет трубопроводов энергетических установок на прочность
- РТМ 24.038.11-72 Расчет прочности трубопроводов электроустановок для условий нестационарных температурных режимов
- РТМ 108.031.112-80 Котлы стационарные паровые и водогрейные и трубопроводы пара и горячей воды. Метод оценки долговечности колен трубопроводов
- РТМ 108.020.01-75 Расчет трубопроводов атомных электростанций на прочность
- ОТТ-87 Арматура для оборудования и трубопроводов АЭС. Общие технические требования
- ПНАЭ Г-1-001-85 ТС ТОБ АС-85 Типовое содержание технического обоснования безопасности атомных станций
- ПНАЭ Г-1-004-87 ТС ТОБ РУ-87 Типовое содержание технического обоснования безопасности реакторной установки
- ПНАЭ Г-7-002-86 Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок

ПНАЭ Г-7-008-89 Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок
НРБУ-97 (ДГН 6.6.1-6.5.001-98) Норми радіаційної безпеки України. Державні гігієнічні нормативи
ПРБ АС-89 Правила радиационной безопасности при эксплуатации атомных станций
НП 306.2.02/1.004-98 Загальні положення забезпечення безпеки при знятті з експлуатації атомних електростанцій та дослідницьких ядерних реакторів
НП 306.1.180-2012 Умови та порядок видачі ліцензій на провадження діяльності посадових осіб експлуатуючої організації
НП 306.1.182-2012 Вимоги до системи управління діяльністю експлуатуючої організації (оператора)
НП 306.1.190-2012 Загальні вимоги до системи управління діяльністю у сфері використання ядерної енергії
НП 306.2.100-2004 Положення про порядок розслідування та обліку порушень в роботі атомних станцій
НП 306.2.103-2004 Правила ліцензування діяльності персоналу з безпосереднього управління реакторною установкою АЕС
НП 306.2.104-2004 Правила ліцензування підготовки персоналу для експлуатації ядерної установки
НП 306.2.105-2004 Основні положення забезпечення безпеки проміжних сховищ відпрацьованого ядерного палива сухого типу
НП 306.2.106-2005 Вимоги до проведення модифікацій ядерних установок та порядку оцінки їх безпеки
НП 306.2.141-2008 Загальні положення безпеки атомних станцій
НП 306.2.145-2008 Правила ядерної безпеки реакторних установок атомних станцій з реакторами з водою під тиском
НП 306.2.202-2015 Вимоги з ядерної та радіаційної безпеки до інформаційних та керуючих систем, важливих для безпеки атомних станцій
НП 306.2.204-2016 Вимоги до систем аварійного охолодження ядерного палива та відведення тепла до кінцевого поглинача
НП 306.2.205-2016 Вимоги до систем електропостачання, важливих для безпеки атомних станцій
НП 306.2.210-2017 Загальні вимоги до управління старінням елементів і конструкцій та довгострокової експлуатації атомних станцій
НП 306.2.214-2017 Вимоги до періодичної переоцінки безпеки енергоблоків атомних станцій
НП 306.4.194-2013 Порядок звільнення майданчиків атомних електростанцій від регулюючого контролю після завершення робіт із зняття з експлуатації
НП 306.5.01/3.083-2004 План реагування на радіаційні аварії
НП 306.5.02/3.056-2002 Вимоги до форми та змісту типового паспорта на реакторну установку
НП 306.5.02/3.076-2003 Вимоги до організації та порядку введення АЕС в експлуатацію
НП 306.6.124-2006 Правила ядерної та радіаційної безпеки при перевезенні радіоактивних матеріалів (ПБПРМ-2006)
НП 306.7.122-2006 Правила ведення обліку та контролю ядерних матеріалів
НП 306.8.146-2008 Загальні вимоги до систем фізичного захисту ядерних установок та ядерних матеріалів

РОЗДІЛ 3 ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

У цих Правилах використано терміни, визначені:

- Законом України «Про ринок електричної енергії»: виробник електричної енергії, виробництво електричної енергії, диспетчерське управління, електрична енергія, електрична мережа, електроенергетика, електростанція, електроенергетичне підприємство, електропостачальник, електроустановка, об'єднана енергетична система України, об'єкт електроенергетики, оператор ринку, оператор системи передачі, оператор системи розподілу;
- Господарським кодексом України: підприємство;
- Законом України «Про технічні регламенти та оцінку відповідності»: сертифікація;
- Правилами виконання оперативних перемикань в електроустановках: диспетчерський персонал (диспетчери), електричні схеми, оперативний журнал;
- Правилами технічної експлуатації теплових установок і мереж: стажування;
- ДБН А.2.2-3-2014 Склад та зміст проектної документації на будівництво: нове будівництво, реконструкція, капітальний ремонт.

Нижче подано терміни, використані у цих Правилах, та визначення позначених ними понять

3.1 аварійний запас

Сукупність завчасно підготовлених устаткування та матеріалів, необхідних для якнайшвидшого відновлення пошкоджених елементів: електро-теплогенеруючого обладнання, електричної мережі та систем зв'язку з метою відновлення генерації і передачі теплової та електричної енергії

3.2 аварійна ситуація

Стан об'єкта, що характеризується порушенням меж і/або умов безпечної експлуатації, що не перейшов у аварію

3.3 автоматичне безінерційне включення вмикача-вимикача

Включення шунтуючого реактора через пробій іскрового проміжку «куля-голка» через перенапругу в мережі

3.4 аналіз старіння, що визначає строк служби

Аналіз безпеки, який враховує старіння у часі елементів і конструкцій і обґрунтовує їх безпеку у період призначеного та перепризначеного строку служби

3.5 безперервний контроль (контроль стану і діагностика)

Постійний і безперервний збір даних

Примітка. До даного виду контролю відносять і випадок, коли перетворювач або система збору даних постійно пов'язані з устаткуванням, хоча збір даних не здійснюється в безперервному режимі.

3.6 використання виробничого обладнання

Діяльність, пов'язана з виробничим обладнанням, зокрема запуск або зупинка обладнання, його використання за призначенням, транспортування, ремонт, модифікація (реконструкція, модернізація), нагляд і технічне обслуговування, у тому числі очищення

3.7 виробниче обладнання

Будь-яка машина, апарат, інструмент, пристрій або устаткування, що використовуються під час виконання робіт, виготовлення продукції, надання послуг, у тому числі машини, механізми, устаткування підвищеної небезпеки;

3.8 вібрація

Рух матеріальної точки або механічної системи, при якому по чергово зростають і спадають за часом значення величини, що характеризує цей рух

3.9 вібропереміщення (коливальне переміщення)

Складова переміщення, яка описує вібрацію

3.10 віброшвидкість (коливальна швидкість)

Похідна вібропереміщення за часом

3.11 відмова

Втрата об'єктом здатності виконувати потрібну опцію

Примітка 1. Відмова є подією на відміну від несправності, яка є станом

Примітка 2. Відмова є наслідком несправності

3.12 вітрова електрична станція

Група вітрових електричних установок або окрема вітрова електроустановка, устаткування і споруди, розташовані на певній території, які функціонально пов'язані між собою і становлять єдиний комплекс, призначений для виробництва електричної енергії шляхом перетворення кінетичної енергії вітру в електричну енергію

3.13 вітрова електроустановка

Електрична установка, що перетворює кінетичну енергію вітру в електричну енергію

3.14 водно-хімічний режим

Сукупність заходів, які регламентують відповідну якість робочих середовищ з метою забезпечення надійної та економічної експлуатації устаткування, яке контактує з ними

3.15 водокористування

Використання вод (водних об'єктів) для задоволення потреб населення, промисловості, сільського господарства, транспорту та інших галузей економіки, включаючи право на забір води, скидання стічних вод та інші види використання вод (водних об'єктів)

3.16 гідрогенератор

Генератор електричного струму, що приводиться в обертання гідротурбіною

3.17 деградація

Процес, при якому характеристики (фізичні, механічні, геометричні, електричні тощо) елемента, конструкції поступово погіршуються з часом і проявляються у вигляді ефектів старіння

3.18 дефект

Кожна окрема невідповідність об'єкта встановленим вимогам

3.19 джерело тепlopостачання

Узагальнене поняття джерел теплової енергії, до яких належать теплоцентраль, станція тепlopостачання, парова і водогрійна котельні

3.20 діагноз

Висновок або сукупність висновків про стан системи, що обстежується, або її вузлів

Примітка. Діагноз містить деталізовану інформацію про вид, обставини та ступінь розвитку несправності, яка спостерігається, або відмови

3.21 діагностування

Аналіз діагностичних ознак або комплексів діагностичних ознак з метою визначення природи несправності або відмови (виду, місця, ступеня розвитку)

3.22 дистанційне керування

Операції з комутаційними апаратами (в тому числі заземлюючими роз'єднувачами) та технологічним режимом роботи обладнання (пристроїв РЗА і ПА) з віддаленого не менш, ніж на безпечну відстань поста керування (комп'ютера, щита, пульта та інше). Під безпечною відстанню слід розуміти найменш допустимий відстань між працівником і комутаційним апаратом та/або іншим джерелом небезпеки, що необхідна для безпечного виконання оперативних перемикачів

3.23 довгострокова експлуатація

Календарна тривалість експлуатації енергоблока, яка визначається за результатами оцінки його технічного стану, технічного обслуговування і ремонту та підтверджується результатами періодичної оцінки безпеки на період, що перевищує строк, встановлений у проекті енергоблока

3.24 документація:

виконавча документація

Текстові і графічні матеріали, які відображають фактичне виконання проектних рішень і фактичне положення об'єктів капітального будівництва і їх елементів

у процесі будівництва, реконструкції, капітального ремонту об'єктів капітального будівництва по мірі завершення визначених у проектній документації робіт

експлуатаційна документація

Конструкторські документи, які окремо або в сукупності з іншими документами визначають правила експлуатації виробу і (або) відображають відомості, які підтверджують гарантовані виробником значення основних параметрів і характеристик (властивостей) виробів, гарантії і відомості з їх експлуатації протягом установленого терміну служби

науково-технічна документація

Документація створена в результаті проведення наукових досліджень в різних галузях техніки і виконання теоретичних і прикладних науково-технічних розробок.

нормативна документація

Документація, яка містить правила, загальні принципи, характеристики, які стосуються певних видів діяльності або їх результатів

3.25 експертне обстеження

Комплекс робіт, який провадиться за участі спеціалізованої (експертної) організації, з визначення технічного стану, умов і строку подальшої безпечної експлуатації з урахуванням режиму роботи, а також визначення потреби у проведенні ремонту, модернізації, реконструкції або виведення з експлуатації устаткування (об'єкту)

3.26 експлуатація обладнання

Частина життєвого циклу обладнання, на якому реалізується, підтримується та відновлюється його якість, та який включає використання за призначенням, технічне обслуговування, ремонт, транспортування і зберігання від моменту його виготовлення до моменту виведення з експлуатації

3.27 експлуатуюча організація АЕС

Юридична особа, яка здійснює діяльність, пов'язану з вибором площадки, проектуванням, будівництвом, уведенням в експлуатацію, експлуатацією і зняттям з експлуатації АЕС. Експлуатуюча організація несе відповідальність за безпеку АЕС і здійснює свою діяльність на підставі відповідної ліцензії

3.28 експрес-випробування

Випробування за скороченою програмою для визначення за короткий термін ефективності окремих заходів, проведених на вузлах чи елементах устаткування

3.29 енергетичне підприємство (енергопідприємство, підприємство енергетики)

Підприємство, що здійснює виробничу діяльність на об'єкті енергетики

3.30 енергокомпанія

Енергогенеруюча, енергопередаюча, енергопостачальна компанія

3.31 енергопостачання (електропостачання)

Забезпечення споживачів енергією (електричною енергією), технічні та економічні показники якої (частота, напруга, безперервність, максимум навантаження, пункт живлення, тариф) відповідають рекомендованим вимогам

3.32 енергооб'єкт (об'єкт енергетики)

Електричні станції, джерела тепlopостачання, електричні і теплові мережі, що здійснюють виробництво, передачу, розподіл (постачання) електричної і /або теплової енергії

3.33 життєвий цикл приладу або обладнання

Термін часу експлуатації до непридатності виконувати функції, що закладені в нього заводом-виробником

3.34 заземлювач

Провідна частина або сукупність з'єднаних між собою провідних частин, які перебувають у контакті з землею безпосередньо або через проміжне провідне середовище

3.35 індивідуальний ресурс

Ресурс конкретної деталі (вузла) устаткування, визначений аналогічно парковому ресурсу, з урахуванням фактичних відхилень розмірів деталі від

номінальних значень і усереднених або еквівалентних параметрів робочого середовища за весь термін експлуатації на час проведення діагностування

3.36 інструктаж

Доведення до працівників у формі співбесіди і роз'яснень змісту основних вимог щодо організації безпечної роботи і правил безпечної експлуатації устаткування, аналіз допущених чи можливих помилок на робочих місцях осіб, яких інструктують, поглиблення знань і навичок безпечного виконання робіт та знань правил пожежної безпеки. Інструктаж закінчується перевіркою знань його змісту у вигляді усного опитування особою, яка інструктує

3.37 клас напруги електроустаткування

Номінальна міжфазна напруга електричної мережі, для роботи в якій призначене електроустаткування

3.38 конденсаторні установки

Установки напругою 6 кВ і вище, частотою 50 Гц, призначені для компенсації реактивної потужності і регулювання напруги

3.39 контрольований параметр

Інформаційний елемент, що співпадає з будь-яким параметром або отримується в результаті перетворень параметрів або формується за спостереженнями за системою

3.40 контроль (технічного) стану

Збір та обробка даних, що характеризують технічний стан устаткування в різні моменти часу.

Примітка. Технічний стан устаткування погіршується у разі появи несправностей і відмов.

3.41 культура експлуатації

Дотримання інструкцій та правил, розроблених для всіх елементів робочої системи в цілому

3.42 модифікація ЯУ

Будь-яка зміна затверджених в установленому порядку ядерної установки (ЯУ) та/або системи управління ЯУ, що проводиться на етапах життєвого циклу ЯУ «будівництво», «введення в експлуатацію», «експлуатація» з метою модернізації/реконструкції або іншою метою.

Модифікацією не вважаються: зміни конфігурації ЯУ, які пов'язані з остаточною зупинкою та виведенням з експлуатації ЯУ, заміна елемента, важливого для безпеки ЯУ, на еквівалентний елемент, яка здійснюється під час запланованих ремонтних робіт (НП 306.2.106-2005)

3.43 моніторинг (технічного) стану

Процес, що забезпечує можливість визначення поточної експлуатаційної готовності устаткування без необхідності його демонтажу або обстеження

3.44 надійність

Властивість об'єкта зберігати у часі в установлених межах значення всіх параметрів, які характеризують здатність виконувати потрібні функції в заданих режимах та умовах застосування, технічного обслуговування, зберігання та транспортування

3.45 несправність

Стан об'єкта, коли один з його елементів або група елементів виявляють ознаки деградації або порушення роботи, що може привести до відмови машини.

Примітка 1. Несправність часто є наслідком відмови, але може мати місце і за її відсутності.

Примітка 2. Стан об'єкта не розглядають як несправне, якщо він виник унаслідок запланованих процедур або нестачі зовнішніх ресурсів.

3.46 нормальний режим роботи

Режим експлуатації електроустановки (мережі, енерговузла) у відповідності до нормальної схеми електричних з'єднань

3.47 об'єкт ВДЕ

Електростанції та теплогенерувальні установки, які використовують для виробництва електро чи теплоенергії відновлювальні джерела енергії: вітрові, сонячні (зокрема фотоелектричні), гідравлічні, працюючі на вторинних продуктах (відходах) сільського та комунального господарства, тощо

3.48 обладнання

Машина або група машин, включаючи елементи управління

3.49 обладнання що знаходиться в консервації

Обладнання з повним відключенням (зупином) і виведенням з роботи на тривалий час через відсутність необхідності його використання в даний час, але з можливістю наступного його включення в роботу у разі необхідності (після його підготовки, перевірки та опробування)

3.50 обладнання що знаходиться в резерві

Обладнання яке приймає участь в технологічному процесі і готове до виконання основних функцій після виконання оперативних дій з суміжним до нього обладнанням, яке приведе схему до стану обладнання : на холостому ході

3.51 обладнання що знаходиться в ремонті

Обладнання яке виведено з участі в технологічному процесі, з виконанням технічних заходів, для безпечного виконання на ньому ремонтних робіт

3.52 обладнання що знаходиться в роботі

Обладнання яке реалізує свої основні функції, приймаючи участь в технологічному процесі. Може бути в оперативних положеннях: включено або відключено

3.53 обладнання що знаходиться на холостому ході

Обладнання, яке технічно готове до реалізації своїх основних функцій і знаходиться під дією робочої енергії, але без навантаження

3.54 обслуговування після відмови

Технічне обслуговування, яке виконується після відмови устаткування

3.55 обслуговування за станом

Технічне обслуговування, яке виконується на основі даних про технічний стан устаткування

3.56 огляд

Контроль технічного стану, що здійснюється, переважно, з використанням органолептичних методів і засобів вимірювальної техніки, номенклатуру яких встановлено організаційно-методичними документами

3.57 ознака несправності, симптом

Зроблений на основі суб'єктивного спостереження за роботою машини і за результатами вимірювань контрольованих параметрів висновок про можливу наявність однієї або декількох несправностей

3.58 оперативне обслуговування

Комплекс робіт з ведення необхідного режиму роботи енергоустановок, виконання оперативних перемикачів, оглядів обладнання, підготовки до проведення ремонту (підготовки робочого місця, допуску), технічного обслуговування обладнання, що передбачене виробничими інструкціями персоналу

3.59 оцінка відповідності (достатності) генеруючих потужностей

Визначення можливості виконання вимог щодо балансової надійності ОЕС України при заданій структурі генеруючих потужностей або при її формуванні з урахуванням пропускної спроможності передавальної електричної мережі та можливості її розвитку

3.60 періодичний контроль (контроль стану і діагностика)

Збір даних у фіксовані, регулярно або нерегулярно повторювані моменти часу.

Примітка. При періодичному контролі перетворювач або систему збору даних під'єднують до устаткування на короткий час

3.61 парковий ресурс

Мінімальне розрахункове або гарантоване виробником безаварійне напрацювання однотипних деталей (вузлів) устаткування з проектними параметрами і дотриманням вимог НД та інструкцій з експлуатації

3.62 персонал енергооб'єкта:

адміністративно-технічний – керівники, начальники служб і відділів підприємств, їх заступники, а також інженери, майстри та інші особи, на яких покладено адміністративні функції

виробничий (промислово-виробничий) – персонал підрозділів, що здійснюють і забезпечують процеси, пов'язані з виробництвом, передачею та постачанням електричної та теплової енергії

оперативний – персонал, який здійснює оперативне управління і обслуговування електроустановок (огляд, оперативне переключення, підготовку робочого місця, допуск і нагляд за працюючими, виконання робіт в порядку поточної експлуатації) і перебуває на зміні (чергуванні)

оперативно-виробничий – персонал спеціально навчений і підготовлений для оперативного обслуговування в затвердженому обсязі закріпленого за ним обладнання

невиробничий – персонал, який забезпечує нормальні умови функціонування електроенергетичного підприємства і обслуговує його колектив

3.63 планово-попереджувальне обслуговування

Технічне обслуговування, яке виконують за заздалегідь складеним планом або відповідно до визначених критеріїв погіршення функціонування системи (її елементів) з метою підтримки або збільшення її (їх) ресурсу

3.64 призначений строк служби (ресурс)

Календарна тривалість експлуатації (сумарний наробіток), у разі досягнення якої(го) машини, механізми, устаткування підвищеної небезпеки виводяться з експлуатації, здійснюється їх експертне обстеження, за результатами якого приймається рішення щодо встановлення нового строку експлуатації зазначеного виробничого обладнання з проведенням або без проведення ремонту, модифікації (реконструкції, модернізації), або здійснюється його списання

3.65 прогнозування

Аналіз ознак несправностей з метою оцінки зміни стану машини в майбутні моменти часу і мінімального періоду її безаварійної експлуатації

3.66 простій

Знаходження устаткування у резерві зі знятою напругою. Знаходження устаткування у резерві з поданою напругою не є простій

3.67 пусковий комплекс енергооб'єкта

Визначена проектною документацією частина комплексу (будови) або його черги чи відокремлена частина будинку, будівлі, споруди, введення в експлуатацію яких частково забезпечує випуск продукції або надання послуг, безпечну експлуатацію та самостійне функціонування

3.68 радіаційна безпека

Дотримання допустимих меж радіаційного впливу на персонал, населення і навколишнє природне середовище, встановлених нормами, правилами і стандартами з безпеки

3.69 реновація

Економічний процес оновлення елементів основних виробничих фондів, засобів виробництва (машин, обладнання, інструменту), що вибувають внаслідок фізичного (матеріального) спрацьовування та техніко-економічного старіння за рахунок коштів амортизаційного фонду

3.70 робоче місце

Частина виробничого простору одного або групи працівників, оснащена основним і допоміжним технологічним обладнанням, інвентарем, інструментом, робочими меблями, необхідними для виробництва певного виду робіт

3.71 розрахунковий ресурс

Тривалість експлуатації обладнання (елемента), протягом якої виробник гарантує надійність його роботи за умови дотримання режиму експлуатації, зазначеного в інструкції виробника

3.72 ремонт

Комплекс операцій для відновлення справного стану чи працездатності об'єкта та відновлення ресурсів об'єктів чи їх складових частин

3.73 система управління якістю

Система управління, яка спрямовує і контролює діяльність організації щодо якості

3.74 сонячна електроустановка фотоелектрична

Установка, що перетворює енергію сонячного випромінювання в електричну

3.75 сонячна фотоелектрична станція

Група сонячних електроустановок, устаткування та споруд, які розташовані на одній території, функційно пов'язані між собою і становлять єдиний комплекс для виробітку електроенергії

3.76 стійкість енергосистеми

Здатність енергосистеми повертатися до сталого режиму роботи після різного роду збурень

3.77 структурний підрозділ

Підрозділ, який є частиною структури підприємства (юридичної особи), відповідає за конкретну ділянку роботи, має чітко визначені завдання, функції, права та обов'язки, взаємодіє з іншими підрозділами підприємства та діє на підставі Положення про структурний підрозділ підприємства (юридичної особи)

3.78 тепла мережа

Сукупність устаткування (помпи, трубопроводи, арматура, засоби вимірювальної техніки і автоматика), за допомогою якого подається від джерела тепла нагрітий теплоносієм споживачам і повертається після часткового використання тепла (охолодження) до джерела тепла

3.79 теплоцентрально

Енергооб'єкт, до складу якого входять котельні з паровими і/чи водогрійними котлами, теплообмінниками, які є джерелом тепlopостачання

3.80 технічний керівник енергооб'єкта

Головний інженер, технічний директор, головний енергетик (технолог, механік)

3.81 технічний контроль

Перевірка відповідності об'єкта встановленим технічним вимогам

3.82 технічний огляд

Комплекс робіт з контролю технічного стану, що здійснюється з використанням органолептичних методів і засобів вимірювальної техніки, та з технічного діагностування (випробувань), номенклатуру яких встановлено організаційно-методичними документами

3.83 технічне переоснащення (модернізація)

Комплекс заходів щодо підвищення експлуатаційних властивостей об'єктів невиробничого та виробничого призначення, введених в експлуатацію в установленому порядку, шляхом впровадження передової техніки та технології і автоматизації виробництва, оновлення та заміни застарілого і фізично зношеного устаткування новим, більш продуктивним

3.84 технологічна схема

Графічне зображення основних вузлів (трансформаторів, вимикачів, генераторів, котлів, насосів, парогенераторів, димососів, тощо) та зв'язків між ними енергооб'єкта, призначеного для виробництва, передачі та розподілу електричної та теплової енергії

3.85 технологічна система (експлуатації)

Організаційно-функціональний комплекс сил і засобів, що об'єднує працівників, виконуючих певні службові обов'язки, методи і дії з метою досягнення певних результатів, визначених нормативними та організаційно-розпорядчими документами (наприклад, системи технічного обслуговування і ремонтів, оперативно-диспетчерського керування, протиаварійної роботи, безпечної експлуатації і охорони праці, матеріально-технічного забезпечення, збуту продукції, тощо)

3.86 технологічне порушення

Пошкодження енергетичного устаткування і споруд, порушення їхньої працездатності, порушення нормального режиму роботи або надійності енергооб'єкта, електричних і теплових мереж, що призводить до зупину або зниження їхньої потужності. Технологічні порушення поділяються на відмови та аварії

3.87 турбіна

Двигун з обертальним рухом робочого органу (ротора), який перетворює енергію робочого тіла (пари, газу, рідини) в механічну енергію (роботу)

3.88 турбогенератор

Синхронний генератор, який обертається паровою або газовою турбіною

3.89 устаткування, яке перебуває в резерві

Відключене за заявкою або командою (узгодженням) диспетчера устаткування, готове до включення за командою диспетчера

3.90 управління

Сукупність цілеспрямованих дій, що включає оцінку ситуації та стану об'єкта управління, вибір дій та їх реалізацію

Примітка. З огляду на існуючу практику вживання термінів «управління» і «керування» для означення одного і того ж поняття, тут і далі термін «управління» означає те саме, що «керування», і навпаки.

3.91 управління (технічним) станом

Процес прийняття рішень з технічного обслуговування на основі діагностичної та прогностичної інформації, наявних ресурсів і потреб виробництва.

3.92 управління старінням

Система технічних і організаційних заходів, що здійснюються з метою запобігання деградації конструкцій, систем (елементів), унаслідок їхнього старіння і зносу, нижче припустимих меж

РОЗДІЛ 4 СКОРОЧЕННЯ

- АБ – акумуляторна батарея
- АБЖ – агрегат безперебійного живлення
- АВР – автоматичне включення резерву
- АЕС – атомна електрична станція
- АЗ – аварійний захист
- АПВ – автоматичне повторне включення
- АРЗ – автоматичний регулятор збудження
- АРМ – автоматизоване робоче місце
- АС – автоматизована система
- АСДУ – автоматизована система диспетчерського управління
- АСУ – автоматизована система управління
- АСУВ – автоматизована система управління виробництвом
- АСУТП – автоматизована система управління технологічним процесом
- АУР – автоматичне увімкнення резерву
- АЧР – автоматичне частотне розвантаження

- БВ – басейн витримки
- БЗУ – блокова знесолювальна установка
- БОП – блок осушування повітря
- БЩУ – блочний щит управління
- ВЕС – вітрова електрична станція
- ВЕУ – вітрова електроустановка
- ВІС – вимірювальна інформаційна система
- ВО – верховий огляд
- ВОЛЗ – волоконно-оптична лінія зв'язку
- ВП – власні потреби
- ВРУ – відкрита розподільча установка
- ВСК – вибіркова система керування
- ГЕС – гідравлічна електрична станція
- ГЗВ – гідрозоловідведення
- ГЗЗ – головна запірна засувка
- ГРП – газорегулювальний пункт
- ГТУ – газотурбінна установка
- ГЦК – головний циркуляційний контур
- ГЦН – головний циркуляційний насос
- ГЩУ – головний щит управління
- ДІВ – джерело іонізуючого випромінювання
- ДТ – джерело теплопостачання
- ЕГП – електрогідравлічний перетворювач
- ЕЕС – електроенергетична система
- ЕО – експлуатуюча організація
- ЕОТ – електронно-обчислювальна техніка
- ЕТК – експертно-технічна комісія
- ЕТЛ – електротехнічна лабораторія
- ЄЕС – єдина енергетична система
- ЄТП – єдиний технологічний процес
- ЗВТ – засоби вимірювальної техніки
- ЗДТК – засоби диспетчерсько-технологічного керування
- ЗІЗ – засоби індивідуального захисту
- ЗРУ – закрита розподільча установка

- ІО – інженерний огляд
- ІОС – інформаційно-обчислювальна система
- КР – капітальний ремонт
- КЗ – коротке замикання
- КЗА – комплекс засобів автоматики
- КО – контрольний огляд
- КРУ – комплектна розподільча установка
- КРУЕ – комплектна розподільча установка елегазова
- КТЗ – комплекс технічних засобів
- КЦЗУ – кодекс цивільного захисту України
- МВВ – методика виконання вимірювань
- МКР – мінімальний контрольований рівень
- МЕМ – магістральні електричні мережі
- НАПБ – нормативно-правовий акт з пожежної безпеки України
- НД – нормативний документ
- НКРЕКП – Національна комісія регулювання електроенергетики і комунальних послуг України
- НПАОП – нормативно-правовий акт з охорони праці України
- НТД – нормативно-технічний документ
- НТП – навчально-тренувальний пункт
- НТЦ – навчально-тренувальний центр
- ОВБ – оперативно-виїзна бригада
- ОВНС – оцінка впливів на навколишнє середовище
- ОДГ – оперативно-диспетчерська група
- ОДС – оперативно-диспетчерська служба
- ОЕДФК – оксиетилідендифосфонова кислота
- ОЕС – об'єднана енергетична система
- ПАО – післяаварійний огляд
- ПБЗ – перемикач без збуджень
- ПВТ – підігрівник високого тиску
- ПЗВ – пневмозоловідведення
- ПЗО – пристрій зв'язку з об'єктом
- ПЛ – повітряна лінія електропередавання
- ПЛІ – повітряна лінія із ізольованим проводом
- ПЛЗ – повітряна лінія із захищеним проводом

- ПЛО – позаплановий огляд
- ПНТ – підігрівник низького тиску
- ПО – плановий огляд
- ПОП – правила охорони праці
- ППБ – правила пожежної безпеки
- ППР – планово-попереджувальний ремонт
- ПРБ – правила радіаційної безпеки
- ПТК – програмно-технічний комплекс
- РАВ – радіоактивні відходи
- РВБ – ремонтно-виробнича база
- РДЕС – резервна дизель-електростанція
- РДЦ – регіональний диспетчерський центр
- РЕЦ – ремонтно-експлуатаційний центр
- РЗА – релейний захист і автоматика
- РПН – регулювання напруги під навантаженням
- РПП – регенеративний повітропідігрівник
- РРВ – рідкі радіоактивні відходи
- РТП – розподільча трансформаторна підстанція
(електроустановка призначення не тільки для прийому
та розподілу електроенергії, а і для її трансформації)
- РУ – реакторна установка
- РУ ВП – електрична розподільча установка для власних потреб
- РЩ – релейний щит
- РЩК – резервний щит керування
- САВН – спеціальна автоматика вимкнення навантаження
- САЕ – система аварійного електропостачання
- САР – система аварійної готовності і реагування
- СЕУ – сонячна електроустановка
- СДНС – система дій у надзвичайних ситуаціях
- СКІД – системи контролю і діагностики
- СП АС – санітарні правила атомних станцій
- СРВ – сховище рідких відходів
- СТП – стовбова трансформаторна підстанція
- СУЗ – система управління і захистів
- ТВЗ – тепловиділяюча збірка

- ТЕП – техніко-економічні показники
- ТЕС – теплова електрична станція
- ТЕЦ – теплова електроцентраль
- ТОБ – технічне обґрунтування безпеки
- ТОіР – технічне обслуговування і ремонт
- ТП – трансформаторна підстанція
- ТРБЕ – технологічний регламент безпечної експлуатації енергоблоків АЕС
- ТРВ – тверді радіоактивні відходи
- ФЕС – сонячна фотоелектрична станція
- ЧАПУ – частотний автомат повторного увімкнення
- ЦДС – центральна диспетчерська служба
- ЦНТ – циліндр низького тиску
- ЦЩУ – центральний щит управління
- ЧАПВ – частотне автоматичне повторне вмикання
- ЯУ – ядерна установка
- ЯП – ядерне паливо
- ЯР – ядерний реактор

РОЗДІЛ 5 ОРГАНІЗАЦІЯ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

ГЛАВА 5.1 ОРГАНІЗАЦІЙНА СТРУКТУРА І ЗАВДАННЯ

ОРГАНІЗАЦІЙНА СТРУКТУРА

5.1.1 Технологічними складовими енергетичної галузі є:
– виробники електричної і теплової енергії;
– системи теплопостачання;
– системотвірні електричні мережі напругою 220 кВ і вище;
– розподільчі електричні мережі напругою 0,4 – 154 кВ;
– єдина централізована диспетчерська система оперативно-технологічного керування виробництвом, передачею, розподілом і споживанням електричної і теплової енергії.

До функціональних ланок енергетичної галузі відносяться:
– електрогенерувальні компанії і окремі електростанції, зокрема з комбінованим виробництвом електричної і теплової енергії, а також з виробленням електроенергії з відновлювальних джерел енергії (ВДЕ);
– виробники теплової енергії;
– система передачі теплової енергії;
– система передачі електричної енергії, оператор системи передачі;
– компанії (суб'єкти) системи розподілу електричної енергії, оператори системи розподілу;

- оператор ринку електроенергії;
- постачальники електричної та (або) теплової енергії.

До функціонально-технологічних ланок енергетичної галузі належать також компанії і об'єкти з виробництва (видобутку) і постачання органічного і ядерного палива, проектні, будівельні, монтажні, налагоджувальні, ремонтні та інші спеціалізовані організації, пов'язані з енерговиробництвом.

5.1.2 Сукупність електростанцій, електричних мереж, інших об'єктів електроенергетики, що об'єднані спільним режимом виробництва, передачі та розподілу електричної енергії при централізованому управлінні цим режимом, утворюють об'єднану енергетичну систему України (далі – ОЕС України).

5.1.3 В електроенергетиці України діє єдина диспетчерська система оперативно-технологічного управління виробництвом, передачею, розподілом та споживанням електричної енергії. Відносини, пов'язані з оперативно-технологічним управлінням, регулюються положенням, затвердженим в установленому порядку.

5.1.4 Функції диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України та організацію паралельної роботи з енергетичними системами інших держав здійснює орган вищого рівня диспетчерського управління – оператор системи передачі.

Диспетчерське (оперативно-технологічне) управління поширюється на суб'єктів господарювання, об'єкти електроенергетики яких підключені до ОЕС України.

5.1.5 Державний нагляд (контроль) в енергетиці здійснює центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики та тепlopостачання, діяльність якого спрямовується та координується Кабінетом Міністрів України через відповідного міністра згідно із законодавством (Державна інспекція з енергетичного нагляду України, далі – Держенергонагляд), а також органи, що здійснюють державний нагляд (контроль) у сферах: ядерної та радіаційної безпеки, пожежної безпеки, промислової безпеки та охорони праці, екології, водних ресурсів, санітарного стану об'єктів електроенергетики та метрологічного забезпечення виробництва в порядку, визначеному законодавством.

5.1.6 Надійна та безпечна експлуатація ОЕС України забезпечується дією пристроїв релейного захисту, електроавтоматики, протиаварійної і режимної автоматики (далі – РЗА і ПА) енергооб'єктів. Експлуатацію цих пристроїв здійснюють відділи РЗА і ПА, електротехнічні лабораторії чи інші спеціалізовані структурні підрозділи (далі – служби РЗ і ПА) відповідно до вимог глави 12.9 цих Правил.

Основні функції, розподіл обов'язків, організація взаємодії і функціональні взаємини служб РЗ і ПА регламентуються відповідними положеннями, які повинні бути розроблені на підставі типових положень і погоджені службами РЗ і ПА вищого рівня диспетчерського управління.

На об'єктах електроенергетики, де обслуговування пристроїв РЗ і ПА виконується спеціалізованими організаціями за договором, замість служб РЗ і ПА може бути призначена технічним керівником особа, відповідальна за експлуатацію РЗ і ПА.

5.1.7 На кожному енергетичному підприємстві, відповідно до положення про структурні підрозділи, затвердженого керівником електроенергетичного підприємства, повинні бути розподілені межі і функції між структурними підрозділами (цехами, дільницями, лабораторіями, службами тощо) з обслуговування устаткування, автоматизованих систем, будівель, споруд і комунікацій.

5.1.8 Загальне диспетчерське (оперативно-технологічне) управління енергооб'єктом здійснюється черговим диспетчером (інженером) або начальником зміни електростанції.

Оперативне обслуговування обладнання здійснюється черговим оперативним персоналом.

ЗАВДАННЯ

5.1.9 Відповідно до повноважень центральні органи виконавчої влади здійснюють контроль за розробленням і реалізацією програм розвитку і надійного функціонування ОЕС України, вживають необхідних заходів для досягнення цільових показників з енергетичної безпеки та енергоефективності, забезпечення інноваційного оновлення енергетичного сектору та його інтеграції з енергетичним сектором Європейського Союзу.

На центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики (далі – Міненерговугілля), покладається виконання функцій відповідно до законодавства.

5.1.10 Керівництво електроенергетичних підприємств, енергооб'єкти яких входять до ОЕС України, забезпечує:

- а) дотримання вимог нормативно-правових актів, НТД і НД.
- б) дотримання ліцензійних умов провадження господарської діяльності з виробництва, передачі та розподілу електричної енергії та інших нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії;
- в) укладання договорів, які є обов'язковими для здійснення діяльності на ринку електричної енергії, та виконання умов цих договорів;
- г) повідомлення про договірні обсяги купівлі-продажу електричної енергії за укладеними двосторонніми договорами, у тому числі імпортованої та експортованої електричної енергії, у порядку, визначеному правилами ринку;
- г) надання учасникам ринку інформації, необхідної для виконання ними функцій на ринку в обсягах та порядку, визначених правилами та кодексами ринку електричної енергії;
- д) оприлюднення на своєму офіційному вебсайті інформації, передбаченої законодавством;
- е) складання добових графіків електричної енергії згідно з обсягами купленої та проданої електричної енергії;
- є) виконання акцептованих оператором системи передачі добових графіків електричної енергії;
- ж) надання Регулятору, центральному органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, інформацію, необхідну для здійснення ними функцій і повноважень, встановлених законодавством;
- з) ефективну роботу електроенергетичного підприємства шляхом підвищення продуктивності і культури праці, зниження собівартості електричної і теплової енергії, ефективнішого використання установленної потужності устаткування, здійснення заходів з підвищення ефективності паливовикористання, використання вторинних енергоресурсів із застосуванням енергоощадних і безвідходних технологій;
- и) надійну, безпечну і безаварійну експлуатацію устаткування, будівель, споруд, ліній електропередавання, систем контролю, засобів диспетчерського і технологічного керування;
- і) відновлення основних виробничих фондів енергооб'єктів шляхом технічного переоснащення устаткування, проведення ремонтно-відновлювальних робіт;
- ї) впровадження й освоєння нової техніки, технології експлуатації і ремонту, ефективних і безпечних методів енерговиробництва;

к) підготовку кадрів високої кваліфікації;

л) ефективне використання електричної і теплової енергії, дотримання встановлених в енергокомпанії режимів споживання електричної енергії і потужності, споживання теплової енергії;

м) ведення встановлених режимів споживання електричної енергії і потужності, споживання теплової енергії, а також вживання заходів до підприємств, організацій, установ щодо дотримання ними встановлених режимів споживання електричної енергії і потужності, споживання теплової енергії;

н) використання досягнень науково-технічного прогресу з метою підвищення ефективності енерговиробництва, безпеки, а також поліпшення екологічного стану енергооб'єктів.

5.1.11 Основним завданням централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління є оперативне управління ОЕС України з забезпеченням надійного, з дотриманням вимог енергетичної безпеки, постачання електричною енергією споживачів.

5.1.12 Основним завданням працівників ТЕС, АЕС, ГЕС, ВЕС, ФЕС, ДТ, ТЕЦ, ГАЕС та ВДЕ (далі – електростанції), електричних і теплових мереж, за належністю, є:

– виробництво, передача і постачання електричної і теплової енергії споживачам;

– підтримання устаткування і споруд у стані експлуатаційної працездатності і готовності;

– забезпечення максимальної надійності енерговиробництва й економічності, регламентованої енергетичними характеристиками устаткування;

– забезпечення ефективного використання палива з застосуванням енергоощадних технологій;

– дотримання вимог промислової і пожежної безпеки в процесі експлуатації устаткування, будівель і споруд;

– виконання санітарно-гігієнічних вимог і вимог охорони і безпеки праці;

– дотримання вимог Закону України «Про охорону навколишнього природного середовища» та НД, що стосуються зменшення шкідливого впливу енерговиробництва на людей і навколишнє середовище;

– дотримання оперативно-диспетчерської дисципліни;

– дотримання і підвищення культури експлуатації та культури безпеки.

Крім того, для працівників експлуатуючої організації АЕС і працівників АЕС, а також працівників підприємств і організацій, які надають послуги АЕС з проектування, будівництва, монтажу, налагодження, досліджень, випробувань, діагностики, ремонту є обов'язковим дотримання меж і умов безпечної експлуатації систем і устаткування, правил та норм з ядерної і радіаційної безпеки, культури безпеки.

5.1.13 Працівники суб'єктів і об'єктів енергетики в межах своїх обов'язків повинні ясно усвідомлювати особливості і специфіку енерговиробництва, дотримуватися виробничої і технологічної дисципліни, виконувати ці Правила, інструкції з експлуатації устаткування, будівель, споруд, а також дотримуватися технологічних регламентів безпечної експлуатації енергоблоків і загальних положень забезпечення безпеки (для АЕС).

ГЛАВА 5.2

ПРИЙМАННЯ В ЕКСПЛУАТАЦІЮ УСТАТКУВАННЯ ТА СПОРУД

ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

5.2.1 Повністю закінчені будівництвом електростанції, об'єкти електричних і теплових мереж, а також залежно від складності об'єкта енергетики – їхні черги

і пускові комплекси, повинні бути прийняті в експлуатацію згідно з вимогами чинних Законів України та відповідних постанов Кабінету Міністрів України.

5.2.2 Приймання в експлуатацію електростанцій їхніх черг, пускових комплексів та інших об'єктів енергетики здійснюється відповідними органами державного архітектурно-будівельного контролю в обсязі пускового комплексу, пред'явленого генеральним проектувальником.

Експлуатація електростанцій, їхніх черг, пускових комплексів та інших об'єктів енергетики, не прийнятих в експлуатацію, забороняється.

5.2.3 Пусковий комплекс або черга будівництва повинні включати в себе частину повного проектного обсягу об'єкта енергетики, яка складається із сукупності споруд і об'єктів, що стосуються певних енергоустановок або об'єкта енергетики в цілому на завершальному етапі будівництва (без прив'язки до конкретних енергоустановок), і яка забезпечуватиме нормальну експлуатацію з заданими параметрами. До його складу повинно входити:

- устаткування (у тому числі устаткування для можливості забезпечення власних потреб електростанцій на випадок її повного знеструмлення);

- споруди, будівлі (або їхні частини) основного виробничого, підсобно-виробничого, допоміжного, побутового, транспортного, ремонтного і складського призначення;

- засоби диспетчерсько-технологічного керування (ЗДТК);

- пристрої релейного захисту, електроавтоматики, протиаварійної і режимної автоматики;

- засоби зв'язку, інженерні комунікації, очисні споруди, упорядкована територія, пункти харчування, медпункти.

Пусковий комплекс або черга будівництва повинні забезпечити:

- виробництво і відпуск електричної енергії і/або тепла споживачам;

- проведення в необхідних обсягах технічного обслуговування і ремонту устаткування і систем (згідно з вимогами НД);

- нормативні санітарно-побутові умови і безпеку працівників;

- пожежну безпеку;

- захист від забруднень навколишнього середовища;

- перепуск суден і риби через судноперепускні і рибоперепускні пристрої на ГЕС;

- системами безпеки (відеоспостереження території, охоронної сигналізації периметру та приміщень, контролю керування доступом, інженерно-технічні засоби охорони).

Із складу пускових комплексів не повинні виключатися будівлі та споруди санітарно – побутового призначення, а також ті, що передбачені для створення безпечних умов життєдіяльності.

До початку основних будівельних робіт на будові має бути забезпечене протипожежне водопостачання від пожежних гідрантів на водогінній мережі або з резервуарів (водойм).

Внутрішній протипожежний водогін та автоматичні системи пожежогасіння, передбачені проектом, необхідно монтувати одночасно із зведенням об'єкта. Протипожежний водогін повинен уводитися в дію до початку опоряджувальних робіт, а автоматичні системи пожежогасіння й сигналізації – до моменту пуско-налагоджувальних робіт.

Пожежні депо, передбачені проектом, повинні зводитись у першу чергу будівництва. Використання будівлі депо під інші потреби забороняється.

Проектна документація на пусковий комплекс або чергу будівництва розробляється генеральним проектувальником в установлені терміни на підставі завдання на проектування, складеного та затверджується в установленому порядку.

Пусковий комплекс або черга будівництва об'єктів системного і міжсистемного значення узгоджується з відповідними службами Оператора системи передачі.

5.2.4 Під час монтажу устаткування, будівництва будівель і споруд повинні бути проведені проміжні приймання вузлів устаткування і споруд, у тому числі прихованих робіт за програмами, затвердженими технічним керівником енергооб'єкта та погодженими, у разі необхідності, з виробниками.

5.2.5 Перед прийманням в експлуатацію енергооб'єкта (пускового комплексу) повинні бути проведені:

- індивідуальні випробування устаткування і функціональні випробування окремих систем;
- пробний пуск основного і допоміжного устаткування;
- комплексне опробування устаткування згідно з розробленими програмами.

5.2.6 Індивідуальні випробування устаткування і функціональні випробування окремих систем виконує генеральний підрядник з будівництва із залученням пуско-налагоджувальних організацій і персоналу замовника. Комплексне опробування устаткування і окремих систем виконує замовник із залученням пусконалагоджувальних організацій і персоналу генерального підрядника після закінчення усіх будівельних і монтажних робіт.

Перед індивідуальними і функціональними випробуваннями повинно бути перевірене виконання: вимог і положень даних Правил, Державних будівельних норм, стандартів, норм технологічного проектування, правил державного регулювання і нагляду, Правил улаштування електроустановок, правил охорони праці і промислової санітарії, правил і норм з ядерної та радіаційної безпеки (для АЕС), правил вибухо- і пожежобезпеки, вказівок виробників, інструкцій з монтажу устаткування тощо. Початком пуско-налагоджувальних робіт на електротехнічному устаткуванні, засобах автоматизації і вимірювань та відображення інформації потрібно вважати початок робіт з налагодження, випробувань і післямонтажної перевірки пристроїв, систем і вузлів устаткування. Перед початком проведення пуско-налагоджувальних робіт (до приймання напруги в системи енергопостачання устаткування) встановлюється експлуатаційний режим і обслуговування оперативним та експлуатаційним персоналом.

5.2.7 Дефекти і недоробки, допущені під час проектування, будівництва і монтажу, а також дефекти устаткування, виявлені в процесі індивідуальних і функціональних випробувань, повинні бути усунені проектними, будівельними, монтажними організаціями і виробниками устаткування до початку комплексного опробування.

5.2.8 Пробні пуски енергетичного устаткування до комплексного опробування повинні бути проведені генеральним підрядником під безпосереднім контролем замовника.

Під час пробного пуску повинна бути:

- перевірена працездатність устаткування і технологічних схем, безпека їхньої експлуатації;
- перевірені і налаштовані всі системи контролю і керування, у тому числі автоматичні регулятори, які не потребують режимного налагодження, захисти і блокування, пристрої сигналізації і засоби вимірювальної техніки (ЗВТ);
- перевірена готовність устаткування до комплексного опробування;
- перевірена наявність на енергообладнанні маркування/позначення основного та допоміжного устаткування електроустановок.

Перед пробним пуском повинні бути підготовлені умови для надійної і безпечної експлуатації енергооб'єкта:

- укомплектований, навчений (з перевіркою знань) виробничий, зокрема оперативний персонал, розроблені експлуатаційні інструкції та оперативні схеми, технічна документація з обліку і звітності;
- підготовлені запаси палива, води, матеріалів, інструментів і запасних частин;
- введені в дію ЗДТК з лініями зв'язку, системи пожежної сигналізації і пожежогасіння, аварійного освітлення, вентиляції і кондиціонування;

- змонтовані і налагоджені системи контролю і керування;
- випробувані передбачені проектом очисні споруди, включаючи очищення димових газів;
- перевірене устаткування для можливості забезпечення власних потреб електростанцій на випадок її повного знеструмлення.

5.2.9 Комплексне опробування устаткування (пускового комплексу) електростанцій повинен проводити замовник із залученням представників будівельних, монтажних і налагоджувальних організацій. Під час комплексного опробування повинна бути перевірена сумісна робота основних агрегатів і всього допоміжного устаткування під навантаженням.

Початком комплексного опробування енергоустановки вважається момент включення її в мережу або під навантаження.

Забороняється комплексне опробування за схемами, не передбаченими проектом, а також без передбачених проектом очисних споруд, в тому числі очищення димових газів.

Під час комплексного опробування повинні бути включені у повному обсязі передбачені проектом ЗВТ, блокування, пристрої сигналізації і дистанційного керування, захисти й автоматичні регулятори, які не потребують режимного налагодження.

5.2.10 Комплексне опробування устаткування електростанцій вважається проведеним за умови нормальної і неперервної роботи основного устаткування протягом 72 год на основному паливі з номінальним навантаженням і проектними параметрами пари для ТЕС і ДТ; проектною температурою продуктів згорання – для газотурбінних установок (ГТУ); проектними напором і витратою води для ГЕС; проектною швидкістю вітру для ВЕС, проектною інтенсивністю сонячного випромінювання для ФЕС і одночасної або почергової роботи всього допоміжного устаткування, яке входить у пусковий комплекс.

В електричних мережах комплексне опробування вважається проведеним за умови нормальної і безперервної роботи під навантаженням устаткування підстанцій протягом 72 год, а ліній електропередачі – протягом 24 год

У теплових мережах комплексне опробування вважається проведеним за умови нормальної та безперервної роботи устаткування під навантаженням протягом 24 год з номінальним тиском, передбаченим проектом.

Для турбін, оснащених системою автоматичного пуску і зупину, обов'язковою умовою комплексного опробування, крім цього, є успішне проведення автоматичних пусків і зупинів:

- для ТЕС, АЕС, ГЕС – не менше трьох;
- для ГТУ – не менше десяти;
- для ВЕС – не менше п'яти.

Також мають бути перевірені електричні та технологічні захисти ВЕУ відповідно до вимог виробника та чинних НД. Для ВЕС також повинна бути перевірена система керування вітровими електроустановками (ВЕУ) і захисту від підвищення частоти обертання у випадку відключення ВЕУ від мережі, а також у разі зникнення напруги живлення ВП.

5.2.11 Якщо комплексне опробування не може бути проведене на основному паливі з номінальним навантаженням і проектними параметрами пари для ТЕС і ДТ; проектною температурою продуктів згорання для ГТУ; проектними напорі і витраті води для ГЕС; проектною швидкістю вітру для ВЕС, проектною інтенсивністю сонячного випромінювання для ФЕС або, якщо навантаження для підстанції і ліній електропередачі чи параметри теплоносія для теплових мереж не можуть бути досягнуті через будь-які причини, не пов'язані з невиконанням робіт, передбачених пусковим комплексом, – рішення провести комплексне опробування на резервному паливі, а також параметри навантаження встановлюються комісією, призначеною керівником енергооб'єкта, і обумовлюються в акті готовності до експлуатації пускового комплексу.

5.2.12 Для підготовки енергооб'єкта (пускового комплексу) до представлення державній архітектурно-будівельній інспекції замовником повинна бути призначена робоча комісія, яка приймає за актом устаткування після проведення його індивідуальних опробувань і пробного пуску основного і допоміжного устаткування (енергоблока) для комплексного опробування. Робоча комісія повинна прийняти за актом устаткування після комплексного опробування і усунення виявлених дефектів і недоробок, а також скласти акт готовності об'єкта до експлуатації закінченим будівництвом будівель і споруд для пред'явлення його державній архітектурно-будівельній інспекції для отримання сертифікату.

За необхідності робоча комісія створює спеціалізовані підкомісії (будівельна, котельна, турбінна, гідротехнічна, з очисних споруд, електротехнічна, із систем контролю і керування та інші).

Підкомісії повинні скласти письмові висновки про стан відповідних їхньому профілю частин енергооб'єкта і готовність їх до комплексного опробування устаткування і приймання в експлуатацію, який повинен бути затверджений робочою комісією.

5.2.13 Під час приймання устаткування, будівель і споруд після будівництва генеральна підрядна будівельна організація повинна пред'явити робочій комісії документацію в обсязі, передбаченому чинними Державними будівельними нормами і галузевими правилами приймання.

5.2.14 Контроль за усуненням дефектів і недоліків, виявлених робочою комісією, повинен здійснювати замовник, який приймає енергооб'єкт від підрядника.

5.2.15 Приймання в експлуатацію устаткування, будівель і споруд з дефектами і недоробками забороняється.

Після комплексного опробування робоча комісія визначає час, необхідний для усунення дефектів і недоробок, виявлених під час комплексного опробування і після усунення виявлених дефектів і недоробок робоча комісія повинна оформити акт готовності об'єкта до експлуатації (устаткування з будівлями і спорудами, що належать до нього).

Робоча комісія встановлює тривалість періоду дослідної експлуатації функціонально-технологічних вузлів, включаючи систему контролю і керування, під час якого повинні бути закінчені необхідні випробування, налагоджувальні і доводочні роботи та забезпечена експлуатація устаткування з проектними показниками. Тривалість періоду пусконалагоджувальних робіт не повинна перевищувати терміну, вказаного в чинних нормах тривалості пусконалагоджувальних робіт проектних потужностей. Для головних зразків устаткування термін пусконалагоджувальних робіт після нового будівництва, реконструкції, технічного переоснащення встановлюється центральним органом виконавчої влади з питань паливно-енергетичного комплексу України згідно з координаційним планом робіт на доведення, налагодження і випробування цього устаткування.

Тривалість періоду дослідної експлуатації функціонально-технологічних вузлів не повинна перевищувати 7 місяців.

Тривалість періоду дослідної експлуатації функціонально-технологічних вузлів АЕС не менше 1 року.

5.2.16 Замовник, в разі відповідного запиту, повинен пред'явити державній архітектурно-будівельній інспекції документацію, підготовлену робочою комісією в обсязі, передбаченому чинними законодавчими актами, Державними будівельними нормами і галузевими правилами.

Усі документи повинні бути занесені в загальний каталог, а в окремих папках з документами повинні бути завірені описи цих документів. Документи повинні зберігатися в технічному архіві замовника разом з сертифікатом державної архітектурно-будівельної інспекції.

5.2.17 Закінчені будівництвом окремі будівлі, споруди та електротехнічні пристрої, вбудовані або прибудовані приміщення виробничого, підсобно-виробничого і допоміжного призначення із змонтованим в них устаткуванням, засобами керування і зв'язку, які входять до складу енергооб'єкта, приймаються в експлуатацію робочою комісією в міру їхньої готовності для подальшого пред'явлення їх державній архітектурно-будівельній інспекції.

5.2.18 ВЕС приймаються в дослідну експлуатацію, якщо вони пройшли приймальні випробування і готові до проведення експлуатаційних випробувань для визначення їхніх фактичних техніко-економічних показників.

Дослідні (експериментальні), дослідно-промислові енерготехнологічні установки підлягають прийманню в експлуатацію, якщо вони підготовлені до проведення дослідів або випуску продукції, передбаченої проектом.

5.2.19 Підводна частина всіх гідротехнічних споруд (з закладними деталями, трубопроводами, контрольно-вимірювальною апаратурою і устаткуванням), а також суднопропускних і рибопропускних пристроїв повинна бути виконана в обсязі пускового комплексу і прийнята робочою комісією до їхнього затоплення.

Остаточне їх приймання в повному проектному обсязі повинно бути здійснене під час приймання в експлуатацію енергооб'єкта в цілому.

Дозвіл на затоплення котловану і перекриття русла річок (для ГЕС) дає комісія, спеціально призначена центральним органом виконавчої влади з питань паливно-енергетичного комплексу України.

5.2.20 Приймання гідротехнічних споруд ГАЕС, ТЕЦ, ТЕС і АЕС повинно проводитись згідно з вимогами правил приймання в експлуатацію ГЕС.

5.2.21 Датою введення енергооб'єкта в експлуатацію вважається дата видачі сертифіката відповідними органами державного архітектурно-будівельного контролю.

ПРИЙМАННЯ В ЕКСПЛУАТАЦІЮ АЕС (ЕНЕРГОБЛОКА АЕС)

5.2.22 Нові АЕС, їхні окремі черги, пускові комплекси та енергоблоки приймаються в експлуатацію в порядку, встановленому чинними НД, в тому числі – НПЗ06.5.02/3.076.

5.2.23 Пусковий комплекс АЕС повинен включати в себе сукупність устаткування і споруд згідно з вимогами, наведеними в 5.2.3, включати додаткові об'єкти і вимоги, пов'язані зі специфікою експлуатації АЕС і забезпеченням ядерної і радіаційної безпеки відповідно до чинних в атомній енергетиці НД:

- системи ядерної і радіаційної безпеки;
- радіаційну безпеку персоналу і населення;
- сховища радіоактивних відходів (РАВ);
- навчально-тренувальні пункти (НТП) або навчально-тренувальні центри (НТЦ), зовнішні і внутрішні кризові центри.

5.2.24 Енергоблоки АЕС приймаються в експлуатацію державною приймальною комісією у два етапи: в дослідно-промислову експлуатацію і промислову експлуатацію. Приймання в дослідно-промислову експлуатацію проводиться за умови стійкої роботи енергоблока протягом 72 год на рівні теплової потужності не меншої ніж 50 % номінальної. Дослідно-промислова експлуатація здійснюється протягом часу, необхідного для освоєння проектної потужності і проведення в повному обсязі випробувань за програмою енергетичного пуску.

Приймання в промислову експлуатацію проводиться після завершення дослідно-промислової експлуатації і проведення комплексного опробування на номінальній потужності.

5.2.25 Загальне керівництво, контроль і координацію робіт з введення енергоблока АЕС (пускового комплексу) в експлуатацію здійснює експлуатуюча організація АЕС із залученням відповідних проектних, конструкторських і наукових організацій.

5.2.26 Дотримання вимог безпеки під час введення енергоблока АЕС (пускового комплексу) в експлуатацію забезпечує адміністрація АЕС.

5.2.27 Експлуатуюча організація з метою безпечного та якісного виконання робіт з введення енергоблока АЕС (пускового комплексу) в експлуатацію повинна розробити і затвердити «Програму введення енергоблока АЕС в експлуатацію» і «Програму забезпечення якості робіт під час введення енергоблока АЕС в експлуатацію», узгоджені з органами державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки.

Ці програми повинні містити вимоги щодо повноти і послідовності випробувань устаткування, систем і енергоблока в цілому, комплексу організаційних і технічних заходів, пов'язаних з введенням енергоблока (пускового комплексу) в експлуатацію, згідно з вимогами правил і норм ядерної та радіаційної безпеки, проектно-конструкторської документації.

5.2.28 Організації та підприємства для виконання робіт з введення енергоблока (пускового комплексу) АЕС в експлуатацію повинні мати дозвіл на право ведення робіт в атомній енергетиці, отриманий у встановленому порядку.

5.2.29 Перед прийманням в промислову експлуатацію енергоблока (пускового комплексу) АЕС в порядку, встановленому правилами та нормами, згідно з «Програмою введення енергоблока АЕС в експлуатацію», повинні бути проведені:

– передпускові налагоджувальні роботи, які починаються з прийняття напруги в системі енергопостачання енергоблока АЕС за проектною схемою і закінчуються готовністю енергоблока АЕС до фізичного пуску;

– фізичний пуск, який починається із завантаження ядерного палива (ЯП) в ядерний реактор (ЯР) і закінчується експериментами за програмою фізичного пуску;

– енергетичний пуск, що включає дослідну експлуатацію, передбачає комплексне опробування і приймання в промислову експлуатацію, тобто поетапне збільшення потужності енергоблока з проведенням необхідних випробувань устаткування і систем для підтвердження проектних параметрів.

Кількість і зміст етапів (підетапів) повинні бути обґрунтовані в проекті. Для кожного етапу повинна бути розроблена і затверджена в установленому порядку програма.

5.2.30 Для оперативного й науково-технічного керування пуском енергоблока на період з початку проведення пусконалагоджувальних робіт до закінчення випробувань на етапі освоєння номінальної потужності створюється група керування пуском під загальним керівництвом технічного керівника АЕС, до складу якої входять представники підприємств і організацій, що виконують пусконалагоджувальні роботи, науково-технічний та авторський нагляд.

5.2.31 У процесі виконання робіт з введення енергоблока АЕС (пускового комплексу) в експлуатацію повинні бути підтверджені з документальним оформленням проектні характеристики устаткування і систем, а також уточнені технологічні обмеження, границі і умови безпечної експлуатації.

5.2.32 Випробування устаткування і систем енергоблока АЕС повинні проводитись за проектними схемами після закінчення усіх будівельних і монтажних робіт на даному вузлі.

5.2.33 Дефекти і недоробки, допущені під час будівництва і монтажу, а також дефекти устаткування, виявлені в процесі передпускових налагоджувальних робіт, фізичного і енергетичного пусків енергоблока АЕС, повинні бути усунені будівельними, монтажними організаціями та виробниками до початку наступного етапу. Якщо виявлені дефекти (недоробки) призводять до порушень вимог чинних НД щодо безпеки в атомній енергетиці, то устаткування, системи чи енергоблок АЕС повинні бути переведені у підкритичний стан до усунення виявлених дефектів і недоробок.

5.2.34 Приймання устаткування і систем для проведення передпускових налагоджувальних робіт, фізичного і енергетичного пусків енергоблока, включаючи комплексне опробування і приймання енергоблока (пускового комплексу) АЕС в експлуатацію, проводяться робочими комісіями, які призначаються в установленому порядку.

У разі необхідності робочі комісії можуть утворювати спеціалізовані підкомісії (будівельну, реакторну, турбінну, гідротехнічну, електричну, із систем контролю та управління тощо). Підкомісії повинні зробити висновки про стан відповідних їхньому профілю частин енергооб'єкта і готовність їх до передпускових налагоджувальних робіт, фізичного і енергетичного пусків, а також комплексного опробування і приймання в експлуатацію енергоблока АЕС (пускового комплексу), які повинні бути затверджені робочою комісією.

5.2.35 Рішення про проведення передпускових налагоджувальних робіт, фізичного і енергетичного пусків, включаючи комплексне опробування, приймання енергоблока АЕС (пускового комплексу) в експлуатацію приймає державна приймальна комісія, на підставі актів робочих комісій, за наявності дозволу органів державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки.

Роботи на кожному етапі (підетапі) введення енергоблока (пускового комплексу) в експлуатацію повинні починатись за умови повної готовності будівель, споруд (приміщень), устаткування і систем енергоблока до конкретного етапу (підетапу), успішного виконання усіх робіт попереднього етапу (підетапу). Завершення робіт кожного етапу (підетапу) повинно супроводжуватись аналізом результатів випробувань, проведених на даному етапі (підетапі) з оформленням актів робочими комісіями.

5.2.36 Для забезпечення надійної і безпечної експлуатації енергоблока АЕС (пускового комплексу) перед фізичним пуском повинно бути:

- укомплектовано і навчено (з перевіркою знань) оперативний і ремонтний персонал (персонал, який безпосередньо здійснює керування РУ, повинен мати ліцензію на здійснення цієї діяльності);
 - розроблено експлуатаційні інструкції, оперативні і/або виконавчі схеми, технічну документацію з обліку і звітності;
 - підготовлено запаси палива, матеріалів, запасні частини, засоби технічного обслуговування і ремонту устаткування і систем;
 - введено в дію ЗДТК з лініями зв'язку, системи пожежної сигналізації і пожежогасіння, радіаційного контролю, керування, захистів, вентиляції тощо; підготовлено пристрої перероблення і зберігання РАВ;
 - отримано всі дозволи на поетапне проведення пусконалагоджувальних робіт від органів державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки України;
 - підготовлено систему і засоби оповіщення на випадок радіаційної аварії.
- Під час енергетичного пуску енергоблока повинні бути перевірені:
- працездатність устаткування (установок) і технологічних схем;
 - безпека їхньої експлуатації;
 - при проектних параметрах і налаштовані усі системи контролю і керування, в тому числі автоматичні регулятори;
 - пристрої захисту і блокування, пристрої сигналізації і ЗВТ.

5.2.37 Комплексне опробування енергоблока (пускового комплексу) АЕС повинно виконуватись експлуатуючою організацією АЕС при оперативному управлінні персоналом АЕС. Комплексне опробування за непроєктними схемами забороняється. Під час комплексного опробування повинні бути включені передбачені проектом ЗВТ, блокіровки, пристрої сигналізації і дистанційного керування, захисти, автоматичні регулятори, автоматизовані системи керування технологічними процесами (АСК ТП). Під час комплексного опробування повинна бути перевірена сумісна робота систем основного і допоміжного устаткування під навантаженням.

Комплексне опробування енергоблока (пускового комплексу) вважається проведеним успішно за умови нормальної та неперервної роботи основного устаткування протягом 15 діб з постійною або почерговою роботою всього допоміжного устаткування за проектною схемою на номінальній або близькій до неї потужності енергоблока в базовому режимі.

5.2.38 Після комплексного опробування і усунення виявлених дефектів державна приймальна комісія проводить приймання устаткування з будівлями і спорудами, що до нього належать, з оформленням відповідного акту. Державною приймальною комісією встановлюється тривалість періоду освоєння устаткування, під час якого повинні бути закінчені необхідні випробування, налагоджувальні і доводочні роботи і забезпечена експлуатація устаткування з проектними показниками. Тривалість періоду освоєння не повинна перевищувати терміни, вказані в чинних НД. Для головних зразків устаткування термін освоєння встановлюється згідно з планом робіт з доведення, налагодження і освоєння цього устаткування.

5.2.39 Під час приймання устаткування, будівель і споруд замовник пред'являє державній приймальній комісії документацію в обсязі, передбаченому Державними будівельними нормами та іншими НД.

5.2.40 Приймання енергоблока АЕС (пускового комплексу) в промислову експлуатацію державною приймальною комісією повинно проводитись тільки після дослідно-промислової експлуатації і завершення в повному обсязі необхідних випробувань, результати яких підтверджують, що устаткування і системи виконані і функціонують відповідно до вимог проекту, а також після проведення комплексного опробування енергоблока АЕС (пускового комплексу) на номінальній потужності в базовому режимі.

5.2.41 Промислова експлуатація енергоблока АЕС (пускового комплексу) допускається тільки за наявності дозволу органів державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки, оформленого в установленому порядку.

ГЛАВА 5.3 ПЕРСОНАЛ

ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

5.3.1 Персонал енергетичного підприємства – це усі працівники підприємства, установи та/або організації енергетики, які забезпечують процеси, пов'язані з виробництвом, передачею і постачанням електричної та теплової енергії, а також забезпечують нормальні умови функціонування енергетичного підприємства і обслуговують його колектив.

Персонал енергетичного підприємства складається з таких категорій працівників: керівники, професіонали, фахівці, технічні службовці і робітники.

Залежно від виду діяльності персонал електроенергетичного підприємства, який забезпечує процеси, пов'язані з виробництвом, передачею і постачанням електричної та теплової енергії, поділяється на адміністративно-технічний, оперативний, оперативно-виробничий, виробничий.

Персонал, який забезпечує нормальні умови функціонування електроенергетичного підприємства і обслуговує його колектив, є невиробничим персоналом.

За відношенням до процесу ліцензування окремих видів діяльності персонал поділяється на ліцензований і неліцензований.

5.3.2 Згідно з чинним законодавством України, Міненерговугілля відповідно до покладених на нього завдань формує систему підвищення кваліфікації кадрів у паливно-енергетичному комплексі та систему підготовки кадрів у сфері використання ядерної енергії на об'єктах ядерної енергетики та атомної промисловості.

5.3.3 На центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, покладається здійснення державного енергетичного нагляду за дотриманням учасниками ринку (крім споживачів) вимог правил та інших нормативно-правових актів і нормативних документів з питань технічної експлуатації електричних станцій і мереж, технічного стану електричних установок і мереж, за організацією та періодичністю проведення спеціальної підготовки працівників, які забезпечують оперативно-технологічне управління і технічне обслуговування обладнання на об'єктах електроенергетики, періодичністю перевірки рівня знань зазначених працівників щодо вимог відповідних нормативно-правових актів та нормативних документів з питань технічної експлуатації електричних станцій і мереж, технічного стану електричних установок і мереж.

5.3.4 На електроенергетичних підприємствах повинні забезпечуватися комплектування робочих місць висококваліфікованим кадрами з професійною освітою енергетичного профілю, постійно підвищуватися кваліфікація персоналу та проводитися перевірка знань.

Для цього керівники електроенергетичних підприємств:

- визначають потребу у спеціальній підготовці, перепідготовці і підвищенні кваліфікації персоналу у професійно-кваліфікаційному напрямку;
- створюють навчально-виробничу базу, здійснюють її матеріально-технічне забезпечення і підбір педагогічних працівників, організують навчальний процес;
- розробляють на основі типових робочі навчальні плани і програми професійного навчання персоналу, які відповідають вимогам конкретного виробництва, а також забезпечують їх виконання;
- згідно з вимогами НПА здійснюють навчання персоналу, постійно удосконалюють його знання, уміння і навички, створюють комісії і організують перевірку знань;
- створюють систему мотивації, яка сприяє закріпленню персоналу на електроенергетичному підприємстві, його професійному зростанню, стабільної, надійної та ефективної роботи;
- підтримують і розвивають наставництво для професійного становлення молодих працівників;
- здійснюють інші, передбачені законодавством функції.

5.3.5 Підбір персоналу та забезпечення необхідного рівня його кваліфікації для дій в умовах нормальної експлуатації і порушень нормальної експлуатації, включаючи аварійні ситуації і аварії, створення атмосфери, у якій безпека розглядається як пріоритетна, життєво важлива справа і предмет особистої відповідальності всього персоналу, є обов'язковими умовами безпечної експлуатації електро- і теплоустановок, устаткування і обладнання, машин і механізмів, передавальних пристроїв та енергетичної безпеки в цілому.

На підприємствах, що здійснюють діяльність в енергетиці, формується культура виробництва та безпеки шляхом:

- установлення пріоритету безпеки над економічними і виробничими цілями;
- проведення професійного добору, психофізіологічного забезпечення, навчання і підвищення кваліфікації персоналу підприємств;
- суворого дотримання дисципліни за умови чіткого розподілу повноважень і особистій відповідальності керівників і безпосередніх виконавців;
- дотримання вимог виробничих інструкцій і технологічних регламентів, вимог безпечної експлуатації, їх постійного вдосконалення на основі набутого досвіду і результатів науково-технічних досліджень;
- установлення керівниками всіх рівнів атмосфери довіри і таких підходів до колективної роботи, які сприяють зміцненню позитивного ставлення до безпеки та довкілля;
- самоконтролю працівниками своєї діяльності, яка впливає на безпеку;
- постійного самовдосконалення, вивчення та впровадження передового досвіду, у тому числі й зарубіжного;
- розуміння кожним працівником недопустимості приховування помилок, необхідності виявлення і усунення їх причин;
- установлення такої системи заохочень та стягнень за результатами виробничої діяльності, яка стимулює відкритість дій працівників і не сприяє приховуванню помилок у їх роботі.

5.3.6 Персонал енергооб'єктів повинен відповідати вимогам посадових (робочих) інструкцій та інших НПА щодо обсягу знань та вмінь за посадою (професією, роботою).

З метою підтримання і підвищення кваліфікації персонал енергооб'єктів повинен проходити спеціальну підготовку (перепідготовку), перевірку знань, атестацію, а для окремих видів діяльності – і ліцензування

Допуск до роботи працівників, які забезпечують виробничі процеси в енергетиці, але не пройшли підготовку і перевірку знань, а для окремих посад і ліцензування, забороняється. Переліки таких спеціальностей і посад затверджуються Кабінетом Міністрів України або уповноваженим ним органом.

Персонал енергооб'єктів повинен знати про характер і міру впливу їхньої діяльності на безпеку експлуатації енергооб'єкта і енергетичну безпеку в цілому. Він повинен повністю усвідомлювати ті наслідки, до яких може призвести недотримання або нечітке виконання інструкцій, норм і правил технічної експлуатації, ядерної, радіаційної та екологічної безпеки, посадових і робочих інструкцій, технологічного регламенту безпечної експлуатації (для АЕС).

5.3.7 Функції державного регулювання у сфері роботи з персоналом АЕС у вигляді ліцензування поширюються на такі види діяльності:

- підготовка персоналу для експлуатації енергетичних установок, перелік посад яких визначає Кабінет Міністрів України;
- виконання окремих видів діяльності персоналом та посадовими особами, перелік яких визначає Кабінет Міністрів України.

Ліцензії видаються:

- персоналу на право безпосереднього управління реакторною установкою;
- посадовим особам експлуатуючої організації, до службових обов'язків яких належить здійснення організаційно-розпорядчих функцій, пов'язаних із забезпеченням ядерної та радіаційної безпеки на право діяльності.

Вимоги до кваліфікації персоналу, що ліцензується, і умови, за яких може бути видана ліцензія на підготовку персоналу, встановлюються органами державного регулювання і нагляду.

5.3.8 Вимоги до роботи з персоналом (у тому числі до організації навчання, перевірки знань, інструктажу і ліцензування), який допускається до виконання

робіт на об'єктах, підконтрольних відповідним органам державного регулювання і нагляду: Державна інспекція ядерного регулювання України (далі – Держатомрегулювання), Державна служба України з питань праці (далі – Держпраці), Міністерство освіти і науки, Міністерство внутрішніх справ, Міністерство охорони здоров'я України (далі – МОЗ) тощо), встановлюються НПА цих органів або НПА Міненерговугілля і у цих Правилах не розглядаються.

5.3.9 На підставі НПА органів державного регулювання і нагляду повинні бути складені галузеві положення про роботу з персоналом, що враховують особливості кожної підгалузі енергетики (теплової, атомної тощо).

5.3.10 На кожному енергетичному підприємстві повинен бути складений «План-графік роботи з персоналом», затверджений керівником підприємства. Цей план повинен враховувати виробничі особливості енергооб'єкта і кожного робочого місця, їхні характеристики з огляду щодо забезпечення експлуатації устаткування, охорони праці, ядерної, екологічної, радіаційної, пожежної безпеки та цивільного захисту.

У плані повинні конкретизуватися обсяг і порядок роботи з персоналом, вказані підрозділи і посадові особи, відповідальні за проведення усіх зазначених нижче видів робіт з персоналом.

У плані повинен бути наведений також перелік посад і професій працівників енергооб'єкта та вказані обов'язкові форми і періодичність роботи для кожної з них, у тому числі навчання в спеціалізованих тренажерних і навчальних закладах. У випадках, коли це передбачено чинним законодавством або НПА, вказаний план повинен бути погоджений з відповідними органами державного регулювання і нагляду.

ОРГАНІЗАЦІЯ РОБОТИ З ПЕРСОНАЛОМ

5.3.11 На енергетичних підприємствах повинна проводитися постійна робота з персоналом, спрямована на поліпшення його професійного складу, тобто сукупність заходів із добору персоналу, його навчання, інструктажу, перевірки знань, ліцензування, відновлення і підвищення кваліфікації, формування і підтримання в нього кваліфікаційного рівня, культури безпеки, працездатності і мотивації до постійної готовності виконувати свої фахові функції.

Робота з персоналом повинна мати неперервний, багаторівневий і системний характер, проводитись протягом всієї трудової діяльності з метою поступового розширення і поглиблення знань, вміння і навичок, формування високого професіоналізму.

5.3.12 Робота з персоналом повинна розглядатися як така, що має вирішальне значення для забезпечення безпечної, надійної й економічної роботи енергооб'єкта, безперебійного і якісного енергопостачання споживачів згідно з договірними зобов'язаннями.

Результатом цієї роботи повинна бути постійна готовність кожного працівника до виконання своїх обов'язків і закріплення за енергооб'єктом кваліфікованого персоналу.

5.3.13 Безпосереднє керівництво роботою з персоналом, процесом підготовки, підтримання і підвищення кваліфікації персоналу повинен здійснювати керівник цього енергетичного підприємства. Він відповідає за розроблення і реалізацію організаційних і технічних заходів щодо роботи з персоналом.

Персональна відповідальність інших посадових осіб за роботу з персоналом визначається їхніми посадовими інструкціями і розпорядчими документами керівництва експлуатуючої організації та керівництва енергооб'єкта.

5.3.14 Для забезпечення роботи з персоналом на енергетичному підприємстві повинні функціонувати:

- технічна бібліотека, укомплектована спеціальною технічною літературою і навчальними посібниками, що містять необхідну для підготовки персоналу інформацію про устаткування, режими його роботи і експлуатації, або організований доступ персоналу до електронних бібліотек відповідного галузевого спрямування;
- технічні класи, оснащені комп'ютерними навчальними системами і тренажерами;
- кабінети охорони праці, пожежної безпеки, та цивільного захисту (допускається їхнє об'єднання);
- кутки охорони праці, пожежної безпеки та охорони навколишнього середовища – у територіально віддалених структурних підрозділах підприємства або на невеликих об'єктах енергетики;
- навчально-тренувальні полігони;
- навчально-тренувальна смуга перешкод з елементами гасіння пожежі;
- повномасштабні тренажери блочного щита управління (для атомних електростанцій).

До навчання персоналу повинні залучатися висококваліфіковані, досвідчені спеціалісти.

Крім того, підготовка і перепідготовка персоналу повинна здійснюватися в галузевих або незалежних НТЦ, навчально-курсівих комбінатах та інших спеціалізованих навчальних закладах.

Перелік осіб, яким належить пройти навчання у спеціалізованих навчальних закладах, з урахуванням вимог НПА визначає керівник енергетичного підприємства.

5.3.15 Встановлюються такі форми роботи з персоналом:

- професійний добір і комплектація енергооб'єкта кадрами;
- професійна підготовка персоналу;
- спеціальна підготовка;
- підтримання і підвищення кваліфікації;
- навчання персоналу з охорони праці, екологічної та пожежної безпеки;
- перевірка знань правил, норм, стандартів, інструкцій з технічної експлуатації, охорони праці, промислової, пожежної, екологічної та ядерної і радіаційної (тільки для АЕС) безпеки
- атестація;
- ліцензування;
- інструктажі;
- протиаварійні і протипожежні тренування;
- обходи і огляди робочих місць, спостереження за виконанням робіт персоналом;
- проведення медичних оглядів;
- психофізіологічні обстеження (у визначених законодавством випадках);
- формування резерву кадрів;
- робота з молодими спеціалістами, студентами тощо;
- колективні форми роботи.

Робота з персоналом проводиться за рахунок власників енергооб'єктів, а витрати часу на їх проведення входять у загальний баланс робочого часу працівників.

ПЛАНУВАННЯ РОБОТИ З ПЕРСОНАЛОМ

5.3.16 Робота з персоналом організовується і проводиться за планами-графіками:

- на енергетичних підприємствах – багаторічними або річними, затвердженими технічним керівником;

– у структурних підрозділах – кварталними, затвердженими керівником структурного підрозділу.

Плани-графіки повинні містити заходи з вказаних у 5.3.15 форм роботи з персоналом. Річні і кварталні плани-графіки розробляються з розбивкою по місяцях. Плани-графіки складаються і затверджуються до початку планованого часу.

5.3.17 Після закінчення року повинні складатися річні звіти про роботу з персоналом, які крім інформації про виконання планових і позапланових заходів повинні містити висновки і пропозиції щодо поліпшення цієї роботи у наступні періоди.

ПРОФЕСІЙНИЙ ДОБІР І КОМПЛЕКТАЦІЯ КАДРІВ

5.3.18 У процесі прийому на роботу повинен здійснюватися професійний добір і комплектація робочих місць і посад енергооб'єкта працівниками потрібного рівня фахової кваліфікації і стану здоров'я.

5.3.19 Перед укладенням трудового договору проводиться співбесіда з метою визначення рівня кваліфікації, досягнутого особою, яка приймається на роботу, в процесі попередньої фахової діяльності, та її відповідності вимогам кваліфікаційної характеристики посади (професії), на яку приймається працівник. Для цього в результаті співбесіди повинен бути встановлений рівень освіти, загальної і спеціальної професійної підготовки, а також досвіду практичної роботи.

Одночасно особа, яка приймається на роботу, повинна бути проінформована про обсяг знань, умінь, навичок, методів і прийомів безпечного виконання робіт, засвоєння і застосування яких є обов'язковими умовами відповідності кваліфікаційним вимогам до посади (професії, роботи), на яку вона приймається, а також про діючу на енергетичному підприємстві систему роботи з персоналом і про обов'язки працівника в рамках цієї системи.

5.3.20 Кваліфікаційні вимоги, в тому числі обсяг знань і умінь для кожної посади (професії), встановлюються на основі «Довідника кваліфікаційних характеристик професій працівників» та інших НПА:

- для керівників, професіоналів, фахівців і технічних службовців – посадовими інструкціями, контрактом, статутом, положенням, наказом;
- для робітників – кваліфікаційними характеристиками, інструкціями з охорони праці та робочими інструкціями.

5.3.21 Особа, яка приймається на роботу в зоні впливу радіаційного, теплового і електромагнітного випромінювань, а також з небезпечними і шкідливими факторами, проходить первинний медичний огляд, а за необхідності наркологічний і психіатричний огляди.

5.3.22 В установлених законодавством випадках прийняті на роботу особи проходять спеціальну перевірку уповноваженими державними органами.

5.2.23 На енергетичних підприємствах має проводитись робота з навчальними закладами відповідного технічного спрямування щодо заохочення студентів до їх майбутнього працевлаштування на підприємстві.

ДОПУСК ДО САМОСТІЙНОЇ РОБОТИ

5.3.24 Допуск до самостійної роботи оперативних і оперативно-виробничих працівників вперше або у зв'язку з переведенням їх на іншу роботу за профілем функціонування системи диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України і за профілем експлуатації та технічного обслуговування обладнання

системи передачі, а також після перерви в роботі понад 6 місяців необхідно здійснювати тільки після проходження ними:

- інструктажів з питань експлуатації та технічного обслуговування обладнання, охорони праці та пожежної безпеки;
- професійної підготовки;
- тренажерної підготовки (якщо такий вид підготовки є обов'язковим);
- перевірки знань в обсязі, обов'язковому для даної посади;
- стажування;
- виконання професійних обов'язків на робочому місці (дублювання) з обов'язковим проходженням протиаварійних і протипожежних тренувань;
- одержання або відновлення чинності ліцензії (у визначених законодавством випадках).

5.3.25 Вперше прийняті виробничі й адміністративно-технічні працівники, які безпосередньо пов'язані з організацією безпечного проведення робіт, допускаються до самостійної роботи з технічного обслуговування, ремонту, випробування, налагодження технологічного устаткування, тільки після проходження ними:

- професійної підготовки;
- інструктажів;
- спеціального навчання;
- перевірки знань з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації.

Інші виробничі й адміністративно-технічні працівники, які не виконують роботи на технологічному устаткуванні, допускаються до самостійної роботи після професійної підготовки, інструктажів і перевірки знань.

5.3.26 Допуск до самостійної роботи невиробничих працівників, залежно від виконуваної ними роботи, здійснюється після інструктажу і перевірки знань інструкцій з охорони праці, пожежної безпеки, посадових (робочих) інструкцій або тільки після інструктажу.

5.3.27 Умови допуску до самостійної роботи оперативних, оперативно-виробничих працівників, які мали перерву в роботі до 6 місяців, а також працівників інших категорій, що мали перерву в роботі, визначаються керівництвом енергетичного підприємства залежно від посади, досвіду роботи і тривалості перерви.

5.3.28 Порядок і персональний склад керівників, які мають право здійснювати (оформлювати) допуск працівників до самостійної роботи, визначається розпорядчими документами енергетичного підприємства.

ІНСТРУКТАЖІ

5.3.29 Персонал енергооб'єкта повинен проходити інструктажі з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації. Залежно від характеру і часу проведення інструктажі поділяються на: вступний, первинний, повторний, позаплановий, цільовий.

Усі види інструктажів проводяться у формі співбесіди і роз'яснень особами, які пройшли спеціальне навчання і перевірку знань з питань, з яких проводиться інструктаж. Перевірка знань (засвоєння інформації) інструктажів проводиться особою, яка проводить інструктаж.

5.3.30 Вступний інструктаж повинен проводитися під час прийому на роботу (постійну або тимчасову), а також з особами, які прибули у відрядження, на практику, екскурсію або навчання. Вступний інструктаж проводиться спеціалістом служби охорони праці, а у разі її відсутності – фахівцем, на якого покладені ці обов'язки

наказом по енергетичному підприємству, із використанням наочних посібників і технічних засобів навчання. Програма вступного інструктажу повинна містити питання, що стосуються особливостей даного об'єкту з погляду охорони праці і пожежної безпеки, і затверджуватись керівником енергетичного підприємства. Після інструктажу особа, яка інструктує, повинна переконатися, що інструктований засвоїв інформацію про основні види небезпеки об'єкта і джерела можливого виникнення небезпек, правила поведінки і порядок виклику пожежної охорони, значення попереджувальних знаків і написів, наявні системи оповіщення про пожежу і правила застосування первинних засобів пожежогасіння.

5.3.31 Первинний інструктаж проводиться під час приймання на роботу (постійну або тимчасову), призначення на нову посаду або зміни робочого місця, працівникам, які виконуватимуть нову для них роботу (після надання прав, відповідальності та ін.), а також із працівниками інших підприємств і організацій (відрядженими, студентами-практикантами), якщо вони будуть брати безпосередню участь у виробничих процесах.

Первинний інструктаж проводиться до початку роботи безпосередньо на робочому місці безпосереднім керівником або призначеною ним особою. Програма первинного інструктажу повинна містити питання, які стосуються виробничих особливостей та інструкцій з охорони праці і пожежної безпеки для даної посади (робочого місця). Програма первинного інструктажу затверджується керівником енергетичного підприємства або його заступниками за напрямком діяльності.

За результатами інструктажу особа, яка інструктує (шляхом опитування і/або за допомогою технічних засобів навчання), повинна перевірити якість засвоєння працівником особливостей робочого місця з погляду охорони праці і пожежної безпеки робіт і набуття необхідних знань, що забезпечують безпечне і якісне виконання посадових або службових обов'язків.

5.3.32 Повторні інструктажі для виконання робіт з підвищеною небезпекою проводяться не рідше ніж один раз на 3 місяці таким чином, щоби протягом року охопити всі питання первинного інструктажу, технічної експлуатації і охорони праці. Для інших робіт повторні інструктажі проводяться не рідше ніж один раз на півріччя, а з пожежної безпеки – один раз на рік.

Повторні інструктажі проводяться безпосереднім керівником у робочих умовах з метою підвищення рівня знань правил і інструкцій, недопущення повторення порушень, що мали місце раніше, охорони праці, пожежної безпеки, виробничої і трудової дисципліни.

Програма повторного інструктажу повинна містити питання правил і інструкцій щодо технічної експлуатації, охорони праці, пожежної, ядерної і радіаційної безпеки (для АЕС), в обсязі знань, обумовлених посадовою (робочою) інструкцією, а також характером виконуваної роботи і порушень, що мали місце у роботі устаткування. Програма повторного інструктажу затверджується керівником енергетичного підприємства або його заступниками за напрямком діяльності.

За результатами інструктажу особа, яка інструктує (шляхом опитування і/або за допомогою технічних засобів навчання), повинна переконатися, що працівник знає особливості робочого місця і має необхідні навички для безпечного виконання посадових або професійних обов'язків.

5.3.33 Позапланові інструктажі проводяться безпосереднім керівником на робочому місці в таких випадках:

- після набуття чинності нових або перероблених НПА;
- після змін у складі устаткування або в технологічному процесі;
- після порушень працівником правил технічної експлуатації, охорони праці або пожежної безпеки;
- за вимогою посадових осіб органів державного регулювання і нагляду;

– після перерви в роботі понад 30 днів – для робіт із підвищеною небезпекою і понад 60 днів – для інших робіт.

Обсяг і зміст інструктажу визначається у кожному конкретному випадку залежно від причин, що викликали необхідність його проведення.

Проведення позапланових інструктажів не скасовує проведення повторного інструктажу.

5.3.34 Цільовий інструктаж проводиться у разі:

- виконання робіт за нарядом-допуском або розпорядженням;
- виконання разових робіт, безпосередньо не пов'язаних із посадовими обов'язками або обов'язками за спеціальністю;
- ліквідації аварії, стихійного лиха;

Цільовий інструктаж проводять особи, відповідальні за безпечне виконання робіт або проведення заходів.

5.3.35 Результати вступних інструктажів з охорони праці фіксуються в журналах реєстрації вступних інструктажів з питань охорони. Результати первинних, повторних і позапланових інструктажів – у журналі реєстрації інструктажів з питань охорони праці на робочому місці.

Результати вступних, первинних, повторних і позапланових інструктажів з пожежної безпеки – в журналах реєстрації інструктажів з питань пожежної безпеки.

Результати цільових інструктажів з охорони праці і пожежної безпеки – у нарядах-допусках, а під час ліквідації аварії, стихійного лиха або виконання разових робіт, безпосередньо не пов'язаних із посадовими обов'язками або обов'язками за спеціальністю – у журналі реєстрації інструктажів з питань охорони праці на робочому місці

ФОРМУВАННЯ І ПІДТРИМУВАННЯ КВАЛІФІКАЦІЙНОГО РІВНЯ

5.3.36 Формування і підтримування у працівників необхідного кваліфікаційного рівня повинно відповідати виробничим потребам енергетичного підприємства в комплектації робочих місць і посад.

Передбачаються такі види робіт з формування і підтримування у працівників необхідного кваліфікаційного рівня:

- професійна підготовка нових працівників;
- перепідготовка і навчання іншим і суміжним професіям;
- навчання на робочому місці (стажування);
- дублювання;
- підтримування і підвищення рівня кваліфікації;
- спеціальна підготовка;
- обходи й огляди робочих місць;
- перевірка знань;
- атестація;
- ліцензування;
- спостереження за виконанням робіт персоналом.

5.3.37 Професійна підготовка нових працівників проводиться за індивідуальними або груповими програмами, складеними з урахуванням вимог посадових інструкцій, «Довідника кваліфікаційних характеристик професій працівників» і типових програм, якщо такі передбачені для даних посад, а також результатів співбесіди під час приймання на роботу.

Програми професійної підготовки повинні передбачати вивчення посадових і виробничих інструкцій, технічних описів і технологічних схем, правил, норм, стандартів з профілю роботи, а також інструкцій і НПА з охорони праці, пожежної та екологічної безпеки і затверджуватись у встановленому на енергетичному підприємстві порядку.

Перелік посад і професій, для яких необхідні програми професійної підготовки персоналу з урахуванням вимог чинного законодавства і НПА, затверджує технічний керівник енергетичного підприємства. Він також забезпечує розроблення їх і коректування.

Перегляд і, у разі необхідності, корекція типових програм виконується не рідше ніж один раз на 3 роки, а також після введення нового або модернізації діючого устаткування, принципової зміни схем або режимів роботи устаткування, якщо виявлені недоліки у підготовці персоналу, що виявились в помилкових діях персоналу.

5.3.38 Терміни професійної підготовки працівника визначаються обсягом необхідних технічних знань і виробничих навичок, передбачених програмами професійної підготовки, а також здібностями працівника. Як правило, терміни підготовки не повинні перевищувати термінів, установлених типовими програмами. Залежно від посади або професії того, кого навчають, і можливостей енергетичного підприємства, професійна підготовка може проводитися з відривом від виробництва або без відриву від виробництва у формі технічного навчання (групового або індивідуального).

Підготовка персоналу для експлуатації устаткування, що вводиться вперше, повинна бути закінчена не пізніше ніж за місяць до початку пусконаладжувальних робіт. Під час виконання робіт з реконструкції та технічного переоснащення (модернізації) підготовка персоналу для експлуатації модернізованого устаткування повинна бути закінчена до початку випробувань.

5.3.39 Перепідготовка і навчання працівників іншим і суміжним професіям проводиться також за індивідуальними або груповими програмами аналогічно професійній підготовці. Програми повинні складатись з урахуванням результатів аналізу помилок, які мали місце в минулому, забезпечувати розуміння і знання працівником наслідків можливих помилок для устаткування, персоналу, населення і навколишнього середовища.

Працівники, яким доручаються роботи за двома і більше професіями (посадами), проходять професійну підготовку з кожної із них.

5.3.40 Навчання на робочому місці (стажування) проводиться з метою поглиблення і розширення працівником безпосередньо на робочому місці знань правил безпечної експлуатації технологічного устаткування, технологічних і посадових інструкцій, інструкцій з охорони праці, екологічної і пожежної безпеки, освоєння в конкретних умовах особливостей устаткування, виробничих процесів, а також набуття практичних навичок і умінь економічного і безаварійного керування устаткуванням в нормальних і аварійних ситуаціях.

Навчання на робочому місці (стажування) проводиться на робочому місці під керівництвом досвідченого спеціаліста, одночасно або після теоретичної підготовки, відповідно до індивідуальної програми професійної підготовки працівника.

Порядок і терміни стажування встановлюються і контролюються керівництвом енергооб'єкта.

5.3.41 Дублювання проводиться шляхом виконання працівником професійних обов'язків за місцем роботи під наглядом і керівництвом досвідченого працівника, що відповідає за дублювання, з метою оволодіння навичками керування устаткуванням у нормальних і аварійних ситуаціях з обов'язковим проходженням протиаварійного і протипожежного тренувань.

Дублювання проводиться після успішної перевірки знань згідно з індивідуальною програмою професійної підготовки оперативного або оперативно-виробничого працівника. Порядок і терміни дублювання встановлюються і контролюються керівництвом енергооб'єкта з урахуванням рішення комісії з перевірки знань працівника.

5.3.42 Підтримування кваліфікації працівників проводиться з метою відновлення знань та вмінь, що могли бути втрачені з часом через відсутність попиту на їхнє використання, наприклад, через нечасте виконання робіт або операцій. Крім того, підтримування кваліфікації проводиться для одержання нових знань і навичок у разі зміни устаткування, а також для підтримування постійної готовності працівника до діяльності, установленної ліцензією. Зовнішнім проявом необхідності навчання можуть бути слабкі знання працівника, виявлені під час чергової перевірки знань або помилки (порушення, відхилення) в діяльності персоналу.

Підтримування кваліфікації проводиться груповим або індивідуальним методом, за програмами, що враховують досвід (стаж) і результативність роботи тих, кого навчають.

5.3.43 Підвищення кваліфікації працівників проводиться з метою одержання персоналом нових теоретичних знань і практичних навичок, виходячи з:

- вимог НПА;
- потреб виробництва за результатами аналізу експлуатаційного досвіду;
- рішення власника та бажання працівника в підвищенні кваліфікації.

Залежно від організаційних, технічних і фінансових можливостей, а також вимог НПА, підвищення кваліфікації працівників може проводитися з відривом і без відриву від виробництва.

Підвищення кваліфікації повинно плануватися і обліковуватися.

5.3.44 Крім професійної підготовки, працівники до початку і в процесі виконання ряду робіт повинні проходити спеціальну підготовку відповідно до ГНД 34.12.102. Передусім це стосується робіт і посад, що належать до компетенції органів державного регулювання і нагляду, переліки яких встановлюються Кабінетом Міністрів України або уповноваженим ним органом. До цієї категорії працівників належать:

- працівники, вид діяльності яких потребує ліцензування;
- працівники, робота яких пов'язана з джерелами іонізуючого випромінювання (ДІВ), транспортом, вибуховими або отруйними речовинами, обслуговуванням установок, апаратів або посудин, що працюють під тиском;
- працівники, які виконують роботу з підвищеною небезпекою згідно з НПАОП 0.00-4.12, або діяльність яких стосується робіт, що вимагають професійного відбору;
- працівники, які приймаються на роботу з підвищеною пожежною небезпекою.

Спеціальна підготовка працівників проводиться також з метою оволодіння ними нових функціональних обов'язків і особливостей трудової діяльності, освоєння нового устаткування, апаратури, нових методів роботи тощо. Спеціальна підготовка може проводитися на підприємстві-постачальнику устаткування, апаратури.

У більшості випадків спеціальну підготовку персоналу, у тому числі до ліцензування, проводять у спеціалізованих навчальних закладах, що мають ліцензію на проведення такої підготовки. За наявності умов, встановлених відповідними нормами, правилами і стандартами, може бути одержана ліцензія на проведення спеціальної підготовки для окремих професій і на енергетичному підприємстві. На енергетичному підприємстві проводять спеціальну підготовку і в тих випадках, коли на її проведення не потрібне отримання ліцензії.

5.3.45 Для набуття навичок і систематичної перевірки здатності і готовності оперативних працівників діяти швидко і правильно під час аварійних ситуацій повинні, не рідше одного разу в квартал, проводитися протиаварійні тренування. Крім того, одночасно перевіряється вміння персоналу надавати долікарську допомогу, користуватися індивідуальними засобами захисту тощо.

Періодичність, вид протиаварійного тренування (системне, загальностанційне, блокове, цехове, індивідуальне) і місце проведення (робочі місця, пункти

тренажерної підготовки персоналу) визначаються керівництвом енергооб'єкта з врахуванням вимог НПА.

Особи, що вчинили грубі помилки й одержали незадовільні оцінки за результатами проведення індивідуального протиаварійного тренування, повинні протягом наступних 15 днів пройти повторне тренування.

Особи, що вчинили грубі помилки й одержали незадовільні оцінки за результатами двох, у тому числі і повторного, протиаварійних тренувань поспіль, відсторонюються від виконання посадових обов'язків і їм призначається позачергова перевірка знань.

Якщо учасники протиаварійного тренування не виконали своїх завдань, допустивши грубі помилки, або більшість з них одержали незадовільні оцінки, то тренування за цією темою, після додаткового навчання, повинні бути повторені не пізніше, ніж через 30 днів.

5.3.46 З метою набуття навичок умілої дії в умовах пожежі, у тому числі застосування засобів гасіння пожежі, прийняття правильних заходів для евакуації і порятунку людей і матеріальних цінностей, а також ліквідації пожежі, персонал енергооб'єкта повинен брати участь у планових протипожежних тренуваннях та тренуваннях з цивільного захисту.

Графіки, тематику, вид протипожежного тренування (об'єктове, цехове, сумісне з протиаварійним, індивідуальне) і місце проведення визначаються керівництвом енергооб'єкта з врахуванням вимог НПА.

Працівникам, які одержали за результатами протипожежного тренування незадовільну оцінку, технічним керівником енергооб'єкта призначається повторне індивідуальне тренування.

Працівники, які одержали незадовільну оцінку за результатами повторного протипожежного тренування, повинні пройти позачергову перевірку знань з правил пожежної безпеки.

Якщо учасники протипожежного тренування не виконали своїх завдань або більшість з них одержало незадовільну оцінку, то тренування за цією темою, після додаткового навчання, повинні бути повторені не пізніше, ніж через 30 днів.

Допускається суміщення протиаварійних і протипожежних тренувань.

Тренування з цивільного захисту (комплексні, об'єктові) проводяться щороку.

5.3.47 Технічні керівники енергооб'єктів і керівники їхніх підрозділів повинні організовувати і проводити періодичні обходи й огляди робочих місць. Під час цих обходів контролюється дотримання правил, норм, виробничих і посадових інструкцій, виробничої і трудової дисципліни, перевіряється стан гігієни праці, наявність на робочих місцях і справність засобів охорони праці і пожежної безпеки, наявність і стан технічної документації, екологічний стан тощо.

Обходи робочих місць повинні бути організовані таким чином, щоб робочі місця кожного з працівників або кожної бригади контролювалися не рідше ніж один раз на місяць.

Порядок проведення і облік (фіксація) результатів обходів і оглядів робочих місць визначається технічним керівником енергетичного підприємства.

5.3.48 З метою забезпечення раціонального добору, призначення, переміщення і використання персоналу відповідно до кваліфікації, ділових якостей і досвіду роботи, повинна періодично проводитися його атестація. Процедура і періодичність атестації визначається керівником енергетичного підприємства відповідно до чинного законодавства.

Атестація персоналу не звільняє працівника від періодичних і позачергових перевірок знань.

5.3.49 Згідно з вимогами відповідних державних, відомчих і міжвідомчих документів на енергетичному підприємстві повинна проводитися робота з ліцензування персоналу, яка включає:

- облік посад і професій, вид діяльності яких потребує ліцензування;
- розроблення критеріїв оцінки готовності і компенсуючих заходів щодо підтримки готовності працівника до виконання діяльності, що ліцензується;
- відбір кандидатів на одержання ліцензії відповідно до вимог даної посади, професії;
- розроблення програм підготовки персоналу, який ліцензується і підтримання його кваліфікації;
- розроблення компенсуючих заходів з відновлення і підтримки готовності працівника до виконання діяльності, що ліцензується;
- створення і підтримання, за наявності фінансових і матеріальних можливостей, умов, необхідних для підготовки персоналу до ліцензування на енергооб'єкті, а також проведення такої діяльності після одержання ліцензії на такий вид діяльності;
- забезпечення умов чинності ліцензій персоналу. Підготовка персоналу до ліцензування проводиться в установах, що мають ліцензію на проведення такої підготовки, або на енергооб'єкті – за наявності відповідної ліцензії.

ПЕРЕВІРКА ЗНАНЬ

5.3.50 Керівники, професіонали, фахівці, технічні службовці і робітники, робота яких пов'язана з забезпеченням виробничих процесів в енергетиці, тобто з керуванням, обслуговуванням, налагодженням, випробуваннями, ремонтом, виготовленням, будівництвом, монтажем устаткування, а також які безпосередньо пов'язані з організацією безпечного проведення робіт або виконують роботи з підвищеною небезпекою, зобов'язані проходити перевірку знань правил, норм, стандартів, регламентів та інструкцій з експлуатації, охорони праці, ядерної та радіаційної (тільки для АЕС) і пожежної безпеки в обсязі і з періодичністю, установлені для кожної категорії працівників відповідними НПА.

Особи, до обов'язків яких належить заміщення працівників працюючих у визначених нижче умовах у разі їхньої відсутності на роботі (відпустка, хвороба тощо), зобов'язані проходити перевірку знань в обсязі посади, яка заміщається.

5.3.51 На енергетичному підприємстві повинен бути складений і затверджений керівником перелік професій і посад працівників, які повинні проходити періодичну перевірку знань правил, норм, стандартів, регламентів та інструкцій з експлуатації устаткування.

Повинен бути також складений і затверджений технічним керівником енергетичного підприємства перелік професій і посад працівників, які не беруть участі в технологічних процесах виробництва, тобто не пов'язаних з експлуатацією, налагодженням, випробуванням або ремонтом устаткування і не відвідують виробничі приміщення.

5.3.52 Перевірці підлягають:

- знання вимог державних нормативно-правових актів, державних, галузевих і об'єктових правил, норм і інструкцій з охорони праці, охорони навколишнього середовища, ядерної та радіаційної (тільки для АЕС) і пожежної безпеки, а також інших спеціальних норм і правил, якщо знання цих документів необхідне під час виконання роботи;
- знання вимог правил, норм, стандартів, регламентів та інструкцій з експлуатації, посадових (робочих) і виробничих інструкцій, планів (інструкцій) з ліквідації аварій;
- знання будови і принципів дії засобів безпеки і засобів протиаварійного захисту;
- знання будови і принципів дії устаткування, ЗВТ і засобів керування;
- знання технологічних схем і процесів енерговиробництва;
- знання умов безпечної експлуатації енергоустановок;
- уміння користуватися засобами захисту і пожежогасіння;

– уміння керування енергоустановкою (на тренажерах та інших технічних засобах навчання).

5.3.53 Перелік документів і обсяг необхідних знань із кожного з них, що підлягають перевірці для кожної посади і професії, затверджує керівник енергетичного підприємства, а перелік питань для перевірки з урахуванням специфіки діяльності – голова відповідної екзаменаційної комісії.

У випадках, коли це передбачене чинним законодавством або НПА, зазначені переліки повинні бути узгоджені з відповідними органами державного регулювання і нагляду.

Форму перевірки знань працівників, яка може виявити об'єктивний рівень знань (тестування за допомогою технічних засобів, залік або іспит за екзаменаційними білетами, усне опитування або суміщення цих способів), визначає технічний керівник підприємства.

5.3.54 Перелік документів і обсяг необхідних знань із кожного з вказується в посадових (робочих) інструкціях, експлуатаційних інструкціях або інструкціях з охорони праці.

Якщо це передбачено НПА, керівники, професіонали, фахівці, технічні службовці і робітники перед перевіркою знань повинні проходити підготовку (навчання) на робочому місці або в спеціалізованих навчально-виробничих підрозділах.

5.3.55 Встановлені такі види перевірок знань працівників: первинна, чергова, позачергова і повторна.

5.3.56 Первинна перевірка знань проводиться з метою виявлення готовності працівника до виконання своїх виробничих обов'язків:

- перед допуском працівника до самостійної роботи або дублювання (для оперативного персоналу) після його навчання (в тому числі стажування);
- після призначення на посаду або у разі переведення з іншої роботи;
- у разі підвищення у посаді або доручення нових обов'язків, якщо нова посада або нові обов'язки потребують додаткових знань.

Первинна перевірка у керівників, професіоналів, фахівців, технічних службовців та робітників знань НПА з охорони праці і пожежної безпеки повинна проводитись не пізніше ніж через 1 місяць з дня прийняття їх на роботу або призначення на посаду, а з технічної експлуатації – у терміни, встановлені індивідуальними програмами і планами їхньої підготовки.

5.3.57 Чергова перевірка знань працівниками правил, норм з технічної експлуатації, у тому числі цих Правил, а також виробничих і посадових (робочих) інструкцій повинна проводитись не рідше ніж один раз на 3 роки.

Чергова перевірка знань правил, норм і стандартів з безпеки в атомній енергетиці повинна проводитись:

- у керівників, професіоналів, фахівців, технічних службовців і робітників з числа оперативного (змінного) й оперативно-виробничого персоналу – не рідше ніж один раз на 2 роки;
- у керівників, професіоналів, фахівців, технічних службовців і робітників з числа виробничого персоналу – не рідше ніж один раз на 3 роки.

Порядок і терміни чергової перевірки знань, вимог правил, норм і інструкцій з охорони праці, радіаційної (для АЕС) і пожежної безпеки встановлюються відповідними НПА.

Перевірка знань на кожному енергооб'єкті проводиться відповідно до річних графіків, які враховують необхідну періодичність і затверджуються керівником енергетичного підприємства.

5.3.58 Позачергова перевірка знань проводиться у разі:

- зміни головних технологічних і електричних схем;
- поновлення в посаді, яка потребує додаткових знань або допуску до роботи раніше відсторонених працівників, у тому числі органами державного регулювання і нагляду;
- обґрунтованої вимоги органів державного регулювання і нагляду;
- перерви в роботі тривалістю понад 6 місяців.

Позачергова перевірка знань проводиться також у разі введення нових або перероблених правил чи норм вищого рівня, таких як ці Правила, Загальні положення забезпечення безпеки атомних станцій (для АЕС) тощо.

У разі введення нових або перероблених НПА, або внесенні до них змін і доповнень, керівництво енергооб'єкта, поряд із виданням наказу про введення документа, забезпечує проведення для персоналу позачергового інструктажу.

У всіх випадках позачергова перевірка знань не змінює терміну чергової перевірки.

5.3.59 Перевірку знань персоналу здійснюють центральні комісії енергетичних підприємств і комісії їхніх структурних підрозділів, а також комісії вищого органу управління і Міненерговугілля. Переліки посад і професій персоналу, який проходить перевірку знань у кожній із перерахованих комісій, а також конкретні вказівки про порядок перевірки знань персоналу в галузі, повинні бути наведені в положенні про порядок перевірки знань правил, норм, стандартів та інструкцій персоналу Міненерговугілля.

На підставі цього документа повинні бути складені аналогічні положення на кожному енергетичному підприємстві. Положення повинно враховувати особливості в організації перевірки знань персоналу підприємства і затверджуватися його керівником.

У випадках, коли це передбачено чинним законодавством або НПА, це положення повинно бути узгоджене з відповідними органами державного регулювання і нагляду.

Організація і проведення перевірок знань покладаються на голів комісій.

5.3.60 Знання працівників, яких перевіряють, оцінюються за шкалою: пройшов перевірку знань – «Знає» або не пройшов перевірку знань – «Не знає». Працівник, який не пройшов перевірку знань під час первинної, чергової і позачергової перевірки, негайно відсторонюється від керівництва і самостійного проведення відповідних робіт. Йому призначається повторна перевірка в термін, встановлений комісією, але не пізніше ніж через місяць. Працівник, який не пройшов перевірку знань під час повторної перевірки, звільняється із займаної посади і питання про його працевлаштування вирішується роботодавцем відповідно до трудового законодавства.

5.3.61 Результати перевірки знань оформлюються протоколами установленої форми.

Кожному працівнику, що пройшов перевірку знань вперше, видається посвідчення встановленої форми, в яке заносяться результати усіх перевірок знань, результати медичних оглядів, а також вказується група з електробезпеки для робіт в електроустановках до 1000 В та/або вище 1000 В.

Крім того, у зазначене посвідчення можуть заноситися відомості про результати перевірки знань правил, норм, стандартів, інструкцій та інших документів, підконтрольних відповідним органам державного регулювання і нагляду.

Посвідчення про перевірку знань повинно знаходитися у працівника під час виконання ним службових обов'язків. Місцезнаходження посвідчення під час роботи в зоні суворого режиму АЕС визначається відповідним положенням конкретної АЕС.

5.3.62 Допуск до самостійної роботи або до дублювання працівників, які не пройшли перевірку знань у встановлені або призначені терміни, або не мають при собі посвідчення з перевірки знань, забороняється.

ГЛАВА 5.4 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ

ОСНОВНІ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ

5.4.1 На енергетичних підприємствах організовується облік, нормування і аналіз техніко-економічних показників (ТЕП) роботи устаткування для оцінки використання та економічної ефективності його роботи.

Відповідно до повноважень Міненерговугілля визначає пріоритети розвитку паливно-енергетичного комплексу на основі ТЕП роботи устаткування, що характеризують використання і економічну ефективність роботи енергетичного підприємства, а саме:

- установа електрична і теплова потужність;
- максимальна електрична потужність;
- виробіток і відпуск електроенергії;
- відпуск тепла;
- питомі витрати умовного палива на відпущену електричну і теплову енергію;
- витрати на власні потреби на виробництво (передачу, розподіл) електроенергії, відпуск теплової енергії та теплофікаційну установку тощо.

5.4.2 Методологічне визначення основних ТЕП роботи устаткування повинно базуватися на матеріальних і енергетичних балансах. Порядок визначення фактичних, нормативних основних та проміжних ТЕП здійснюється згідно з ГКД 34.09.103, ГКД 34.09.107, ГКД 34.20.541, ГНД 34.09.104, ГНД 34.09.203, СОУ 40.1-21677681-32, СОУ-Н МПЕ 40.1.09.111, СОУ-Н МПЕ 40.1.09.151, СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-96, СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-82. При цьому повинно бути забезпечено методологічну єдність і автоматизацію розрахунків фактичних і нормативних ТЕП, створення бази даних ТЕП.

ОБЛІК ФАКТИЧНИХ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ

5.4.3 Облік фактичних основних і проміжних ТЕП на енергетичному підприємстві організовується на основі показів ЗВТ, окремих вимірювань, розрахунків.

Визначення фактичних основних ТЕП проводиться за прямим балансом і підтверджується розрахунком за зворотним балансом на основі проміжних ТЕП в межах точності вимірювань.

5.4.4 Для обліку ТЕП повинні бути встановлені необхідні вимірювальні прилади з відповідним класом точності і діапазоном вимірювань.

Повинен бути розроблений перелік вимірювальних приладів обліку конкретних показників, місця їх встановлення і вказані необхідні поправки до показів приладів.

Організація експлуатації вимірювальних приладів повинна забезпечити достовірність їхніх показів.

5.4.5 Система обліку ТЕП повинна містити необхідний обсяг показників, часові інтервали їх усереднення, методи визначення ТЕП для часових інтервалів.

5.4.6 Система обліку ТЕП повинна відповідати системі їх нормування та аналізу. На основі системи обліку і нормування повинні вестись усі встановлені форми звітності.

5.4.7 Добові дані обліку повинні використовуватись для оперативного контролю фактичних ТЕП. Додаткова відомість основних і проміжних показників повинна аналізуватися керівництвом енергетичного підприємства.

НОРМУВАННЯ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ

5.4.8 На енергетичному підприємстві повинна бути розроблена нормативна база для розрахунку норм основних і проміжних ТЕП, які характеризують витрати паливно-енергетичних ресурсів (далі – ПЕР).

Розрахунок норм основних ТЕП проводиться за зворотнім балансом на основі проміжних ТЕП використання ПЕР у виробництві.

5.4.9 Нормативна база повинна містити:

- коротку технічну характеристику устаткування;
- функціональні залежності в табличному та графічному вигляді основних і проміжних ТЕП від основних нормоутворювальних величин (електрична і теплова потужність, витрати пари, води, палива тощо) для постійних (фіксованих) значень другорядних нормоутворювальних величин (тиск, температура, характеристика палива тощо);
- поправки до основних і проміжних ТЕП на відхилення фактичних (фіксованих) умов роботи устаткування;
- макет (алгоритм) розрахунку основних ТЕП;
- дані для оптимального розподілу електричних і теплових навантажень;
- дані для розрахунку обмежень установленної електричної і теплової потужності.

5.4.10 Розроблення нормативної бази проводиться експериментальним (дослідним) методом або розрахунково-аналітичним методом (за потреби) на основі функціональних випробувань устаткування, типових енергетичних характеристик, паспортних даних і проектних розрахунків, кращих досягнутих результатів експлуатації. Нормативна база повинна відображати ТЕП, що можуть бути реально досягнуті технічно справним устаткуванням в умовах ефективного використання.

5.4.11 Нормативна база повинна переглядатися не рідше одного разу на 5 років.

Перегляд проводиться у випадку технічного переоснащення, модернізації, зміни виду чи марки палива, або через інші причини, коли відносна зміна фактичних питомих основних ТЕП становить більше ніж 1,5 %.

У разі перегляду нормативної бази повинен бути проведений аналіз фактичних і нормативних показників за вибраний період часу. Додатково повинен бути проведений аналіз фактичних звітних показників щодо їхньої достовірності.

5.4.12 На підставі нормативної бази визначаються норми основних ТЕП, які затверджуються керівництвом електроенергетичного підприємства.

5.4.13 Норми окремих показників повинні бути пред'явлені експлуатаційному персоналу в зручному для користування вигляді (режимні карти, інструкції, таблиці і графіки).

АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ ВИРОБНИЧОЇ ДІЯЛЬНОСТІ

5.4.14 Функціонування системи обліку і нормування основних та проміжних ТЕП повинно забезпечити достовірний аналіз результатів виробничої діяльності та її стимулювання.

5.4.15 Аналіз результатів виробничої діяльності проводиться шляхом порівняння нормативних і фактичних значень ТЕП за єдиною методологією і, додатково, шляхом порівняння фактичних показників з показниками базового періоду. При цьому визначаються причини відхилень фактичних показників від нормативних і від показників базового періоду.

5.4.16 Результати виробничої діяльності повинні розглядатися не рідше ніж один раз на місяць з метою аналізу і оцінювання стану устаткування, а також для ознайомлення з досвідом роботи кращих змін та окремих працівників.

У випадку необґрунтованих відносних відхилень основних і проміжних фактичних ТЕП від нормативних і від показників базового періоду більше ніж на 2,5 %, проводиться перевірка системи обліку і нормування показників.

5.4.17 При погіршенні фактичних ТЕП порівняно з нормативними повинні розроблятися організаційно-технічні заходи, спрямовані на усунення причин зниження ефективності. Заходи не повинні приводити до зниження стійкості і надійності обладнання (мереж).

5.4.18 На енергетичному підприємстві повинна бути розроблена система стимулювання персоналу за досягнення основних нормативних ТЕП і економію паливно-енергетичних ресурсів.

ГЛАВА 5.5 НАГЛЯД¹⁾ ТА КОНТРОЛЬ²⁾ ЗА ТЕХНІЧНОЮ ЕКСПЛУАТАЦІЄЮ

5.5.1 З метою забезпечення виконання встановлених вимог щодо діяльності енергооб'єктів у цілому чи окремих її аспектів (обладнання, процеси, використовувані методики тощо) в енергетиці застосовують внутрішній і зовнішній нагляд (контроль).

Внутрішній нагляд (контроль) здійснюється персоналом енергооб'єкта або персоналом енергооб'єднання, до складу якого входить енергооб'єкт.

Зовнішній нагляд (контроль) здійснюють на вимогу постачальника обладнання відповідно до укладеного контракту, з метою сертифікації або акредитації енергооб'єкта у визначеній сфері, відповідно до обов'язкових до виконання вимог.

У разі застосування процесного підходу в управлінні енергооб'єктом ступінь відповідності експлуатації встановленим вимогам визначають на підставі аудиту згідно з ISO 19011.

5.5.2 Державний нагляд за технічною експлуатацією об'єктів електроенергетики здійснюється у порядку, визначеному законодавством України.

Предметом державного енергетичного нагляду є господарська діяльність, пов'язана з виробництвом, передачею та розподілом електричної і теплової енергії (а також з використанням енергії для власних потреб енергооб'єктів) в частині технічної експлуатації електричних станцій і мереж, енергетичного обладнання, випробування та ремонту електроустановок і мереж, виконання робіт з проектування електроустановок і мереж та інші процеси, передбачені чинним законодавством.

5.5.3 На кожному енергооб'єкті повинна функціонувати внутрішня система контролю та/або нагляду, що передбачає моніторинг і оцінку відповідності технічного стану устаткування, будівель і споруд та радіаційної (ядерної) безпеки АЕС встановленим вимогам в обсягах та у терміни, визначені нормативними документами, а у разі відсутності таких вимог – обґрунтованим рішенням власника.

Примітка 1. Нагляд – спосіб забезпечення виконання спеціальних норм і правил (вимог щодо обладнання, процесів, використовуваних методик тощо) на енергооб'єкті, який здійснюється спеціальним підрозділом (органом) щодо організаційно непередбачених об'єктів. Нагляд, як правило, не передбачає втручання в господарську діяльність і застосовує заходи адміністративного впливу.

Примітка 2. Контроль – спосіб забезпечення виконання встановлених вимог щодо діяльності підконтрольного енергооб’єкта у цілому чи окремих її аспектів (обладнання, процесів, використовуваних методик тощо), який здійснюється щодо організаційно підпорядкованого об’єкту (процесу) і передбачає застосування заходів адміністративного впливу і дисциплінарних заходів.

Для цього на енергопідприємстві повинні бути призначені особи, посадовими інструкціями яких визначено відповідальність за технічний стан і безпечну експлуатацію обладнання, відповідальність за контроль та/або нагляд за такими напрямками:

- дотримання стандартів операційної безпеки та безпеки постачання електроенергії;
- управління технологічними процесами;
- технічний стан устаткування, будівель і споруд;
- підтримання належних показників надійності роботи устаткування;
- розслідування та облік порушень в роботі обладнання під час експлуатації;
- дотримання природоохоронного законодавства України;
- дотримання вимог НД з експлуатації технологічного обладнання та електроустановок;
- дотримання правил, норм, стандартів з радіаційної і ядерної безпеки (для АЕС);
- дотримання установлених режимів споживання електричної енергії і потужності, споживання теплової енергії;
- дотримання параметрів, визначених технічними умовами на приєднання електроустановок до систем передачі і розподілу.

Під час експлуатації основного обладнання, крім загальних вимог, повинні виконуватися вимоги щодо окремих видів обладнання, встановлені відповідними інструкціями виробників, місцевими інструкціями та циркулярами з експлуатації обладнання.

5.5.4 На кожному енергетичному підприємстві повинні бути організовані структурні підрозділи (служби, відділи, групи), які відповідно до затверджених положень виконують функції внутрішнього контролю та/або нагляду за технічною експлуатацією і безпосередньо підпорядковані технічному керівнику підприємства.

Підрозділи внутрішнього контролю та/або нагляду на підприємствах повинні здійснювати систематичні перевірки:

- під час експлуатації, обслуговування та ремонту обладнання (систем), будівель і споруд;

- під час здійснення всіх форм роботи з персоналом;

- під час роботи з документацією.

Основні завдання внутрішнього контролю та/або нагляду на енергопідприємстві:

- нагляд за дотриманням персоналом підприємств вимог цих Правил, ПОП, ПРБ і ПНЯРБ (для АЕС), ППБ, стандартів, виробничої документації, умов ліцензій та дозволів;

- участь у виконанні зовнішніх технічних оглядів, експертних обстежень і оцінки ступеню відповідності обладнання і процесів правовим та іншим вимогам;

- нагляд за дотриманням технічної безпеки;

- розслідування та облік технологічних порушень в роботі обладнання і споруд;

- розслідування та облік порушень (відхилень) у роботі АЕС;

- нагляд за станом технічної документації;

- нагляд за виконанням вимог нормативних і організаційно-розпорядчих документів;

- перевірка повноти та достатності виконання приписів (заходів) державних наглядових органів;

- перевірка виконання заходів, розроблених за результатами попередніх оглядів будівель і споруд та технічних оглядів;
- нагляд за викидами і скидами забруднюючих речовин в навколишнє середовище, розміщенням виробничих відходів;
- нагляд за поведінням з ДІВ та РАВ (для АЕС);
- контроль формування культури безпеки персоналу (для АЕС).

5.5.5 Моніторинг технічного стану устаткування повинен забезпечуватися оперативним, оперативно-виробничими і виробничим персоналом.

Періодичний огляд устаткування, будівель і споруд повинні виконувати працівники, відповідальні за справний стан і безпечну експлуатацію цих об'єктів. Періодичність огляду повинна бути встановлена технічним керівником енергооб'єкта.

5.5.6 Посадові особи і працівники, відповідальні за справний стан і безпечну експлуатацію устаткування, будівель і споруд енергетичного підприємства, повинні забезпечувати нагляд за їх експлуатацію відповідно до вимог інструкцій з експлуатації та інших НД, а також здійснювати контроль за веденням експлуатаційної (оперативної, ремонтної) документації.

До компетенції посадових осіб і вищих органів управління енергооб'єктами в частині експлуатації відносяться:

- контроль за організацією експлуатації;
- контроль за дотриманням цих Правил, правил охорони праці (ПОП), правил пожежної безпеки (ППБ), ПБЯ і ПРБ – для АЕС, інших НД та інструкцій з експлуатації;
- контроль за опроміненням персоналу (для АЕС), викидами і скидами в навколишнє середовище;
- контроль і облік ДІВ і РАВ на енергооб'єктах;
- організація оглядів і періодичний контроль за станом устаткування, будівель та споруд;
- контроль за дотриманням встановлених термінів середніх і капітальних ремонтів;
- контроль за виконанням заходів і вимог, викладених у нормативних і організаційно-розпорядчих документах;
- контроль за розслідуванням порушень цих Правил та інструкцій з експлуатації;
- оцінка достатності попереджувальних і профілактичних заходів щодо підвищення технічного рівня експлуатації;
- контроль за виконанням заходів щодо попередження технологічних порушень і готовності до їхньої ліквідації у випадку виникнення;
- облік порушень цих Правил, інструкцій з експлуатації та інших НД;
- облік виконання протиаварійних заходів;
- контроль за розробленням НД щодо забезпечення безпечної експлуатації енергооб'єктів;
- контроль за дотриманням природоохоронного законодавства;
- узгодження технічних умов на виготовлення і постачання устаткування;
- контроль за дотриманням установлених режимів споживання електричної енергії і потужності, споживання теплової енергії;
- оцінка достатності проведеної роботи з підприємствами, організаціями і установами щодо дотримання ними установлених режимів споживання електричної енергії і потужності, споживання теплової енергії тощо.

5.5.7 Працівники енергетичного підприємства, які здійснюють контроль та/або нагляд за експлуатацією устаткування, будівель і споруд, повинні забезпечувати:

- розслідування та облік технологічних порушень у роботі устаткування і споруд і порушень в роботі АЕС;
- контроль за станом технічної документації;
- періодичний контроль за станом енергооб'єктів;
- облік виконання природоохоронних і протиаварійних заходів;

- контроль за виконанням вимог нормативних і організаційно-розпорядчих документів;
- перевірку виконання приписів наглядових органів і заходів, підготовлених за результатами розслідувань технологічних порушень у роботі, порушень в роботі АЕС;
- перевірку виконання заходів; розроблених за результатами попередніх оглядів;
- контроль за підготовкою персоналу;
- підготовку інформації про технологічні порушення, порушення в роботі АЕС для представлення органам державного нагляду в електроенергетиці (5.1.8)

5.5.8 На енергетичному підприємстві повинна бути створена система обліку і контролю за дотриманням вимог чинних НД, а також призначені особи, відповідальні за організацію цієї роботи.

Система обліку та контролю виконання нормативно-технічних документів має включати:

- визначення вичерпного переліку норм, правил, стандартів, інструкцій і циркулярів, виконання яких є обов'язковим під час експлуатації даного об'єкта/обладнання;
- своєчасний перегляд такого переліку, внесення в нього відповідних змін;
- розроблення заходів щодо виконання вимог нормативно-технічних документів і нормативних-правових актів, контроль їх виконання.

5.5.9 Машини, механізми, устаткування підвищеної небезпеки, що перебувають в експлуатації, підлягають технічному огляду (експертному обстеженню) в обсягах та у терміни, визначені відповідними технічними документами виробника та чинними нормативно-правовими актами. Технічний огляд і експертне обстеження виконують в обсязі і порядку, встановленому Кабінетом Міністрів України.

Технічний огляд устаткування і трубопроводів атомних енергетичних установок проводиться відповідно до правил і норм в атомній енергетиці.

5.5.10 Завданням технічного огляду є оцінка стану, встановлення умов експлуатації і заходів, необхідних для забезпечення ресурсу (терміну служби) технічної системи (установки).

Первинному технічному огляду підлягають машини, механізми, устаткування підвищеної небезпеки після монтажу перед першим введенням в експлуатацію, коли безпека їх використання залежить від умов монтажу такого виробничого обладнання, у порядку, визначеному нормативно-правовими актами з охорони та гігієни праці та технічними документами щодо його експлуатації.

В обсяг періодичного технічного огляду відповідно до чинних НД входять:

- перевірка технічної документації (в тому числі аналіз паспортів, висновків, актів, приписів тощо);
- візуальний огляд устаткування (зовнішній і внутрішній);
- необхідні вимірювання;
- випробування з метою забезпечення безпеки роботи устаткування і трубопроводів (гідрравлічні випробування, настроювання запобіжних пристроїв, систем регулювання ВЕУ під час скидів навантаження, перевірка вантажопідйомних механізмів і їхніх систем гальмування тощо).

Позачерговому технічному огляду підлягає виробниче устаткування підвищеної небезпеки. Позачерговий технічний огляд проводиться згідно з вимогами нормативно-правових актів з охорони та гігієни праці та технічних документів щодо експлуатації виробничого обладнання. Позачерговий технічний огляд здійснюється також у таких випадках:

- після ремонту, реконструкції або технічного переоснащення (модернізації) устаткування;

– після перерви в експлуатації устаткування більш як 12 місяців, якщо умови його зберігання не відповідали вимогам нормативно-правових актів з охорони та гігієни праці.

В інших випадках технічні огляди виробничого обладнання здійснюються відповідно до вимог нормативно-правових актів з охорони та гігієни праці або за ініціативою енергопідприємства.

5.5.11 Експертному обстеженню підлягають машини, механізми, устаткування підвищеної небезпеки в таких випадках:

– після закінчення призначеного строку експлуатації (ресурсу) такого виробничого обладнання, визначеного нормативно-правовими актами з охорони та гігієни праці або технічними документами щодо його експлуатації, а також після закінчення нового строку експлуатації (ресурсу) такого виробничого обладнання, встановленого за результатами його експертного обстеження;

– у разі аварії або пошкодження виробничого обладнання, спричиненого надзвичайною ситуацією природного чи техногенного характеру, з метою визначення можливості його відновлення;

– перед проведенням реконструкції або технічного переоснащення (модернізації) виробничого обладнання з метою визначення можливості їх проведення;

– в інших випадках, якщо експертне обстеження зазначеного виробничого обладнання передбачено у нормативно-правових актах з охорони та гігієни праці, або за ініціативою енергопідприємства.

5.5.12 Результати технічного огляду або експертного обстеження машин, механізмів, устаткування підвищеної небезпеки зберігаються на енергопідприємстві протягом усього терміну експлуатації цього виробничого обладнання.

Перелік технічних систем (машин, механізмів, устаткування), які підлягають технічному огляду та/або експертному обстеженню, строки, обсяги і порядок проведення планових і позачергових технічних оглядів тощо затверджує технічний керівник енергооб'єкта (підприємства).

5.5.13 Одночасно з технічним оглядом повинно перевірятись виконання приписів наглядових органів і заходів, намічених за результатами розслідування порушень роботи устаткування і нещасних випадків під час його обслуговування, а також заходів, розроблених під час попереднього технічного огляду.

5.5.14 Будівлі і споруди енергетичного підприємства підлягають паспортизації, нагляду та обстеженню відповідно до вимог глави 6.2 цих Правил і чинних НД.

Результати технічного обстеження повинні бути оформлені актом і занесені в технічні паспорти будівель і споруд.

5.5.15 У випадку виявлення ознаки несправності устаткування, яка впливає на надійну і безпечну роботу енергооб'єкта, або закінчення призначеного терміну чергового технічного огляду, подальша експлуатація цього устаткування (енергооб'єкта) забороняється.

В окремих випадках, згідно встановлених процедур, термін проведення технічного огляду, може змінюватись.

5.5.16 Додаткові вимоги і рекомендації щодо технічного нагляду (контролю) за експлуатацією АЕС наведені в главах 9.2 і 9.5 цих Правил.

ГЛАВА 5.6 ТЕХНІЧНЕ ОБСЛУГОВУВАННЯ, РЕМОНТ, ТЕХНІЧНЕ ПЕРЕОСНАЩЕННЯ, РЕКОНСТРУКЦІЯ

ТЕХНІЧНЕ ОБСЛУГОВУВАННЯ І РЕМОНТ

5.6.1 Енергетичне підприємство забезпечує надійну, безпечну та ефективну експлуатацію електротехнічного і тепломеханічного обладнання, засобів вимірювання, автоматизації, машин і механізмів, будівель і споруд тощо відповідно до вимог Кодексу системи передачі і Кодексу системи розподілу, нормативно-технічних документів та вимог проектної і технічної документації виробників.

Керівники об'єктів енергетики організовують технічне обслуговування обладнання (включаючи діагностування його технічного стану) і ремонти з комплексом робіт, спрямованих на підтримання працездатного стану та запобігання передчасному спрацюванню елементів обладнання під час використання його за призначенням, перебування в резерві, у стані консервації чи зберіганні, а також під час транспортування.

5.6.2 Види, обсяги, способи та періодичність проведення технічного обслуговування обладнання, будівель і споруд, машин і механізмів визначаються на підставі нормативно-технічної документації, інструкцій виробників, досвіду експлуатації та технічного обслуговування за попередній період, а також за технічним станом і затверджуються керівником або технічним керівником об'єкта енергетики.

Ремонт електротехнічного обладнання включає комплекс робіт, спрямованих на підтримання або відновлення початкових експлуатаційних характеристик або їх складових.

Енергетичне підприємство, об'єкти енергетики, організують функціонування таких систем ремонтів:

- планово-попереджувальна (з фіксованою періодичністю відповідно до вимог нормативних документів та/або інструкцій виробників обладнання);
- планово-діагностична (за технічним станом, виходячи з результатів технічного діагностування);

5.6.3 Енергетичне підприємство повинно планувати грошові і матеріальні витрати на виконання робіт з технічного обслуговування, ремонту, технічного переоснащення і реконструкції.

5.6.4 За технічний стан та технічне обслуговування устаткування, будівель і споруд відповідають керівники енергетичних підприємств і керівники об'єктів енергетики.

5.6.5 З метою безпечної та ефективної експлуатації обладнання, електричних і теплових мереж, будівель і споруд тощо, енергетичні підприємства і об'єкти енергетики створюють та застосовують відповідні системи експлуатації.

Система експлуатації передбачає сукупність об'єктів, засобів та заходів експлуатації, відповідальних виконавців (структурних підрозділів, персоналу) та документації, що регламентує підпорядкованість, розподіл обов'язків, правила та організацію їх взаємодії, контроль та нагляд за експлуатацією, необхідні та достатні для виконання завдань експлуатації.

Підпорядкованість (адміністративна та функціональна) структурних підрозділів (цехів, служб, лабораторій тощо) та персоналу, що забезпечують функціонування системи експлуатації, визначається керівником суб'єкта господарювання та закріплюється організаційною структурою.

Управління складовими системи експлуатації об'єктів енергетики, зокрема диспетчерське (оперативно-технологічне) управління, технічне обслуговування

та ремонт, забезпечення безпеки експлуатації електроустановок, організація та контроль за експлуатацією, контроль за виконанням вимог нормативно-технічних документів, покладається на керівника з технічних питань суб'єкта господарювання.

Щодо кожної установки відповідними розпорядчими документами призначаються особи, що відповідають за її належний стан та безпечну експлуатацію (відповідальні особи).

Система технічного обслуговування і ремонту обладнання, яка запроваджується на об'єктах енергетики, має передбачати:

- створення розпорядчої, нормативної та методичної бази з організації і технології виконання технічного обслуговування і ремонтів;
- створення структури управління, видів і методів, періодичності, обсягів і тривалості технічного обслуговування і ремонтів;
- критерії безпечного і надійного технічного стану обладнання та ефективності його роботи;
- узгодженість планів (графіків) технічного обслуговування і ремонту в порядку, установленому мережевими кодексами та іншими нормативними документами;
- належне забезпечення фінансовими, матеріальними і людськими ресурсами;
- підтримання належної кваліфікації персоналу, який виконує експлуатаційне і технічне обслуговування обладнання та його ремонт;
- дотримання процедур планування, погодження, затвердження і коригування планів (графіків) технічного обслуговування і ремонту обладнання відповідно цих Правил та інших нормативно-технічних документів.

5.6.6 Організація технічного обслуговування і ремонту на електростанціях, теплових і електричних мережах, порядок підготовки і виведення в ремонт, технології ремонтних робіт, а також приймання і оцінки стану відремонтованого устаткування, будівель і споруд повинні відповідати вимогам ГКД 34.20.661, СОУ-Н ЕЕ 20.622, РД 34.31.602, РД 34.31.603 та інших НД.

Для ДТ з котлами потужністю меншою ніж 35 Гкал/год організація ремонту, порядок підготовки і виведення в ремонт, технології ремонтних робіт, а також приймання та оцінка стану відремонтованого устаткування повинні відповідати вимогам положення про систему планово-попереджувальних ремонтів основного устаткування комунальних теплоенергетичних підприємств.

Енергетичні підприємства, виходячи з місцевих умов, стану устаткування і на підставі НД можуть розробляти і впроваджувати власну систему організації ремонтного виробництва за умови забезпечення якісного ремонту.

Перегляд документації щодо технологій ремонтних робіт виконується за необхідністю (за великої кількості вже внесених змін в технології ремонту, у випадку впровадження нових методів ремонту, оснащення і технологій).

5.6.7 За рішенням власника технічне обслуговування та ремонти обладнання ВЕС, ФЕС та інших об'єктів, що відносяться до категорії ВДЕ, може здійснюватися за договорами зі спеціалізованими підрядними організаціями.

Ремонт складових частин ВЕС, ФЕС та інших об'єктів ВДЕ, які вийшли з ладу, здійснюється на підприємствах, що мають спеціалізовану технологічну (ремонтну) базу (якщо інше не передбачено виробником).

Перевірка технічного стану елементів ВЕС, ФЕС та інших об'єктів ВДЕ з метою визначення придатності до подальшої експлуатації виконується відповідно до інструкцій виробників.

Основні положення і вимоги до технічного обслуговування устаткування ВЕС і ФЕС наведено в розділі 11 цих Правил.

5.6.8 Для устаткування, технологічних систем, установок, будівель і споруд повинні бути розроблені:

- перспективні (багаторічні, як правило п'ятирічні, для ПЛ – десятирічні) плани ремонтів, реконструкції та технічного переоснащення основного і допоміжного обладнання;

- річні плани ремонту і технічного обслуговування основного обладнання;

- річні і місячні плани ремонту і технічного обслуговування допоміжного обладнання, загальностанційного обладнання електростанцій, обладнання власних потреб, пристроїв ТАВ, ЗДТК, тощо;

- багаторічні і річні плани технічного обслуговування (перевірок) пристроїв РЗА і ПА.

Зазначені плани можуть щорічно коригуватись залежно від результатів нагляду за роботою і станом обладнання.

Плани ремонтів устаткування, яке впливає на зміну обсягів виробництва або умов передачі електроенергії чи тепла, повинні бути погоджені оператором системи передачі або оператором системи розподілу, в оперативному керуванні або в оперативному віданні яких вони знаходяться.

5.6.9 Види, періодичність, обсяги і терміни ремонтів об'єкта енергетики визначаються відповідно до тієї системи ремонтів, до якої вони віднесені рішенням керівника або технічного керівника цього об'єкта.

Тривалість ремонтів визначається виходячи із запланованих обсягів робіт з урахуванням оптимізації витрат на їх проведення та можливих економічних наслідків від простою обладнання в ремонті в умовах обмежених можливостей щодо виведення цього обладнання в ремонт - з урахуванням вимог Кодексу системи передачі і Кодексу систем розподілу (далі – мережеві кодекси).

Тривалість щорічного простою устаткування в ремонті встановлюються, виходячи з:

- планованих, згідно річним графікам ремонту, об'ємів регламентованих ремонтних робіт;

- додаткових ремонтних робіт, з урахуванням фактичного технічного стану устаткування;

- необхідності виконання робіт з реконструкції і технічного переоснащення устаткування.

5.6.10 Капітальні ремонти основного обладнання енергооб'єктів після введення його в експлуатацію (енергоблоки, котли, реакторні установки, турбіни, генератори) повинні проводитись в терміни згідно з вимогами виробників обладнання, подальші капітальні ремонти основного обладнання планувати згідно з вимогами ГКД 34.20.661, якщо вимоги виробників обладнання не вимагають менших міжремонтних інтервалів.

Капітальні ремонти основних трансформаторів і трансформаторів власних потреб повинні проводитись згідно з 12.3.30, а надалі – за необхідністю, залежно від величини напрацювання, технічного стану і результатів діагностики устаткування.

У кожному конкретному випадку рішення про перенесення капітального ремонту основного устаткування приймається індивідуально за погодженням з Комісією з розгляду, затвердження та коригування планових річних та перспективних графіків ремонтів і модернізації (реконструкції) обладнання електростанцій енергогенеруючих компаній та теплоелектроцентралей, створеної згідно наказу Міненерговугілля, а також за погодженням з Оператором системи передачі для енергогенеруючих компаній теплової генерації.

Для АЕС – корегування графіків ремонтів АЕС розглядаються та затверджуються Комісією Міненерговугілля. Перенесення капітального ремонту основного устаткування, на яке поширюються вимоги ПНАЭГ-7-008-89, погоджується із Держатомрегулювання.

5.6.11 Перед виведенням в середній або капітальний ремонт обладнання та споруд за графіком, але не пізніше ніж за 2 місяці до початку ремонту повинні бути

визначені обсяги робіт по журналам дефектів, аналізу роботи, фактичному стану, встановленому перевіркою, обстеженням та діагностикою в міжремонтний період з урахуванням заходів перспективного графіка ремонту. У процесі ремонту устаткування проводиться його дефектація, уточнення фізичних обсягів робіт та корегування, за необхідності, графіка ремонту. У процесі дефектації повинні бути виявлені всі дефекти і встановлені критерії, яким повинно відповідати відремонтоване устаткування і споруди. Перед ремонтом основного устаткування і після його завершення повинні проводитися експрес-випробування з метою одержання даних для аналізу роботи устаткування і стану окремих вузлів, уточнення обсягів робіт і оцінки якості ремонту, відповідно.

5.6.12 Перед початком ремонту повинні бути:

- а) складені відомості обсягу робіт і кошторис, які уточнюються після розкриття і огляду устаткування;
- б) складені графік ремонту і проект виконання ремонтних робіт у разі відсутності технологічних карт на ремонті);
- в) підготовлена необхідна ремонтна документація; складена і затверджена технічна документація на роботи, передбачені до виконання в період ремонту;
- г) підготовлена технічна документація і заготовлені матеріали, запасні частини, деталі і вузли в обсязі, необхідному для виконання не менше ніж 80 % позицій з загальної кількості номенклатури у відомості ремонтних робіт;
- д) укомплектований і приведений у справний стан і, у разі необхідності, випробуваний інструмент, пристосування, підіймально-транспортні механізми;
- е) виконані протипожежні заходи, заходи з охорони здоров'я і забезпечення безпеки праці;
- ж) виконані заходи радіаційної безпеки, перевірені і підготовлені до використання засоби захисту персоналу від радіоактивного опромінення (для АЕС);
- й) підготовлені засоби зв'язку, у необхідних випадках – засоби телеспостереження (для АЕС);
- к) укомплектовані та проінструктовані ремонтні бригади.

5.6.13 Виведення устаткування і споруд у ремонт повинно проводитись за оперативними диспетчерськими заявками у терміни, зазначені в графіках ремонту і погоджені з організаціями, в оперативному керуванні або оперативному віданні яких вони знаходяться, з оформленням розпорядчого документа (наказу, розпорядження) на виведення з роботи в ремонт.

5.6.14 Ремонт будівель і споруд АЕС повинен проводитися за перспективним і річним планом, а також поза планом – у випадку виявлення їх аварійно-небезпечного стану.

5.6.15 Під час проведення ремонтних робіт повинні дотримуватися вимоги ПОП, ППБ, промсанітарії, ядерної та радіаційної безпеки (для АЕС). Після закінчення ремонту територія, охоронна зона повинні бути прибрані і за необхідності проведена рекультивация землі.

5.6.16 Періодичність і обсяг планового технічного обслуговування і ремонту устаткування і систем АЕС повинні визначатися вимогами підтримання їхньої надійності згідно з умовами і межами безпечної експлуатації, встановленими в проекті АЕС і приписами контролюючих органів.

Необхідність виконання непланового технічного обслуговування і ремонту устаткування і систем визначається за результатами нагляду за їхнім станом.

Після уточнення фактичних характеристик надійності систем і устаткування за наявності необхідного діагностичного забезпечення і технічної документації допускається застосовувати ТОіР за технічним станом для можливості зміни тривалості міжремонтного циклу та експлуатації обладнання до відмови за наявності відповідного обґрунтування та компенсуючих заходів

5.6.17 Плановий ремонт реакторної установки повинен виконуватися відповідно до затвердженого графіка і, як правило, приурочений до часу перевантаження ЯП у ЯР.

5.6.18 Ремонт основного устаткування на АЕС повинен проводитися в терміни і в обсязі згідно з заводською документацією виробників (розробників) устаткування, розроблених на підставі цієї документації регламентів ТОіР експлуатуючої організації.

5.6.19 Приймання з середнього і капітального ремонтів основного устаткування повинно проводитися приймальною комісією, призначеною наказом керівника енергооб'єкта, за програмою, погодженою з виконавцями і затвердженою технічним керівником енергооб'єкта зі складанням актів приймання за установленою формою.

5.6.20 Приймання з середнього і капітального ремонту живильних насосних агрегатів, головних циркуляційних насосів (ГЦН) і систем безпеки АЕС проводить комісія, очолювана технічним керівником АЕС, а приймання допоміжного устаткування, будівель і споруд з капітального ремонту і всього устаткування з поточного ремонту – під керівництвом начальника відповідного підрозділу.

5.6.21 Обладнання електростанцій, підстанцій, електричних мереж від 35 кВ та вище, які пройшли капітальний або середній ремонт, підлягають приймально-здавальним випробуванням під навантаженням протягом 48 годин (для ГЕС – з урахуванням графіка навантаження та наявності водних ресурсів), устаткування теплових мереж – протягом 24 годин, згідно з програмами, затвердженими технічним керівником за належністю.

Якщо приймально-здавальні випробування під навантаженням переривалися для усунення дефектів, то часом закінчення випробування вважається час останньої в процесі випробувань постановки устаткування під навантаження.

5.6.22 У разі необхідності переведення основного устаткування безпосередньо після капітального або середнього ремонту в резерв, виведення його в резерв допускається після проведення приймально-здавальних випробувань згідно з 5.6.21.

5.6.23 Під час приймання з ремонту устаткування і систем безпеки (для АЕС) повинна проводитися оцінка якості ремонту за показниками, які характеризують повноту виконання запланованих робіт, якість відремонтованого устаткування і виконаних робіт, рівень надійності, пожежної безпеки і радіаційної безпеки (для АЕС).

5.6.24 Часом закінчення середнього і капітального ремонту є:

- для парових котлів ТЕС з поперечними зв'язками і ДТ – час під'єднання котла до стаціонарного паропроводу свіжої пари або час виведення в резерв;
- для енергоблоків ТЕС і АЕС, турбоагрегатів ТЕС з поперечними зв'язками, гідроагрегатів, ВЕУ і трансформаторів ВЕС та інших ВДЕ – час включення генератора в мережу;
- ФЕС – час включення установки в мережу;
- трансформаторів – час постановки під навантаження;
- для теплових мереж – час включення мережі і встановлення в ній циркуляції мережної води;
- для електричних мереж – момент постановки під напругу, якщо під час приймально-здавальних випробувань не відбулося вимкнення.

5.6.25 На енергооб'єктах і в ремонтно-налагоджувальних організаціях повинен вестися систематичний облік ТЕП ремонтного обслуговування устаткування,

будівель і споруд за відповідними методиками. На базі аналізу ТЕП повинні розроблятися організаційно-технічні заходи для поліпшення цих показників.

5.6.26 Енергооб'єкти повинні мати обладнані майстерні і ремонтні площадки у виробничих приміщеннях. Майстерні і площадки повинні бути оснащені необхідними механізмами, верстатним парком, пристроями та інструментом, відповідати санітарним нормам і вимогам технічної й пожежної безпеки.

Крім цього, на АЕС повинні бути приміщення для ремонту радіоактивного тепломеханічного і електричного устаткування, побудовані (модернізовані) відповідно до вимог радіаційної безпеки, оснащені засобами дезактивації і радіаційного контролю.

Під час проведення ремонтних робіт у зоні суворого режиму повинні виконуватися вимоги правил радіаційної і ядерної безпеки, використовуватися обліковуваний інструмент, який має особливе пофарбування.

Вимоги цього пункту не стосуються енергооб'єктів, що мають можливість аутсорсингу.

5.6.27 Устаткування в необхідних випадках повинно бути оснащене стаціонарними і пересувними підйомно-транспортними засобами, такелажними пристосуваннями, інструментом і засобами механізації ремонтних робіт, а на АЕС – також пристосуваннями для дистанційного огляду і ремонту.

5.6.28 Ремонтні, ремонтно-налагоджувальні організації і підрозділи енергооб'єктів повинні бути укомплектовані ремонтною, технологічною документацією, інструментом і засобами проведення спеціальних ремонтних робіт, склад і обсяг яких встановлено підпунктами г) і д) 5.6.12 .

5.6.29 В енергокомпаніях (на базах певних енергооб'єктів) повинні бути створені резервні фонди запасних частин, матеріалів і арматури, вузлів, устаткування.

В резервному фонді запасних частин, матеріалів, вузлів, устаткування повинен бути виділений аварійний запас – сукупність завчасно підготовлених устаткування та матеріалів, необхідних для якнайшвидшого відновлення пошкоджених елементів обладнання електричної станції, електричної мережі та систем зв'язку з метою відновлення електропостачання.

Норми аварійного запасу устаткування та матеріалів для магістральних електричних мереж наведені в СОУ-Н МЕВ 40.1-00100227-78, норми аварійного запасу електроустаткування, будівельних конструкцій та матеріалів для електричних мереж напругою від 0.4 до 150 кВ – СОУ-Н МЕВ 40.1-00100227-76.

Запасні частини, вузли і матеріали, які пошкоджуються під впливом зовнішніх атмосферних умов, повинні зберігатися в закритих складах.

РЕКОНСТРУКЦІЯ, ТЕХНІЧНЕ ПЕРЕОСНАЩЕННЯ (МОДЕРНІЗАЦІЯ)

5.6.30 Для підвищення надійності устаткування і стійкості ОЕС України, а також для покращення ТЕП, продовження терміну експлуатації, підвищення якості та надійності електропостачання споживачів електроенергії, на енергетичних підприємствах та об'єктах енергетики повинно здійснюватися технічне переоснащення і реконструкція обладнання машин і механізмів, систем контролю і керування, пристроїв РЗА і ЗДТК, будівель і споруд тощо.

5.6.31 Технічне переоснащення і реконструкція обладнання і устаткування, силових машин і механізмів, електричних і теплових мереж має проводитись відповідно до перспективних планів їх розвитку.

5.6.32 Оператор системи передачі здійснює прогнозування розвитку генеруючих потужностей та планування розвитку системи передачі для забез-

печення відповідності (достатності) пропускної спроможності системи передачі потребам ринку електричної енергії з урахуванням поточного та довгострокового попиту на передачу електричної енергії, а також виконання вимог щодо операційної безпеки та безпеки постачання електричної енергії в перспективі.

При плануванні розвитку системи передачі ОСП здійснює:

- оцінку відповідності (достатності) генеруючих потужностей;
- оцінку поточного та перспективного стану системи передачі та її відповідності критеріям/стандартам операційної безпеки, надійності та показникам якості при передачі електричної енергії;

- визначення рішень з розвитку системи передачі для забезпечення її надійного та ефективного функціонування;

- планування залучення ефективних інвестицій у розвиток системи передачі.

Пропозиції оператора системи передачі щодо розвитку системи передачі на наступні 10 років оформлюються ним у відповідному плані та подаються Регулятору на затвердження.

5.6.33 Оператор системи передачі повинен розробляти і щорічно коригувати десятирічний план розвитку системи передачі з оціненням достатності генерувальних потужностей для покриття прогнозованого попиту та забезпечення необхідного резерву. План затверджується Регулятором.

В кожній енергокомпанії повинні розроблятися плани нового будівництва, реконструкції, технічного переоснащення енергоблоків та іншого устаткування електростанцій і електричних мереж. В цих планах визначаються об'єкти, види робіт та джерела фінансування.

5.6.34 Порядок взаємодії суб'єктів енергетики визначено мережевими кодексами.

5.6.35 Устаткування електростанцій і мереж, пристроїв РЗА, ЗДТК і АСК ТП після реконструкції, технічного переоснащення, нового будівництва підлягає приймально-здавальним випробуванням згідно з цими Правилами і повинно відповідати додатковими вимогами, якщо такі передбачені інструкціями виробника і/або спеціальними програмами.

ГЛАВА 5.7 КОНТРОЛЬ СТАНУ МЕТАЛУ

КОНТРОЛЬ СТАНУ МЕТАЛУ НА ТЕС І ДТ

5.7.1 Для забезпечення надійності роботи устаткування і запобігання пошкоджень, невідповідностей, що можуть виникнути в процесі виготовлення, монтажу та ремонту устаткування, бути викликані дефектами виготовлення деталей, а також розвитком процесів повзучості, ерозії, корозії, зниженням характеристик міцності і пластичних характеристик металу під час експлуатації, повинен бути організований контроль за станом основного і наплавленого металу.

5.7.2 Контроль металу повинен проводитися за планами, затвердженими технічним керівником (головним інженером) електростанції (енергооб'єкта), у терміни й в обсягах, передбачених НД, у яких містяться вимоги щодо контролю металу в межах як нормативного терміну служби (паркового ресурсу), так і наднормативного терміну служби.

У разі необхідності повинен бути організований додатковий, понад передбачений НД контроль металу.

5.7.3 Основними НД, що регламентують методи, обсяги і терміни контролю металу в тривалій експлуатації є:

– Постанова Кабінету Міністрів України «Про затвердження Порядку проведення огляду, випробування та експертного обстеження (технічного діагностування) машин, механізмів, устаткування підвищеної небезпеки»;

- НПАОП 0.00-1.81-18;
- СОУ-Н МПЕ 40.1.17.401;
- СОУ 40.1-21677681-02.

Крім того, додатково рекомендуються інші НД, узгоджені з Держпраці.

Основними НД, які регламентують розрахунки на міцність деталей тривало експлуатованих котлів і трубопроводів, є:

- ОСТ 108.031.08;
- ОСТ 108.031.09;
- ОСТ 108.031.10;
- РТМ 24.038.08;
- РТМ 24.038.11.

5.7.4 Контроль металу, у тому числі технічне діагностування, повинно здійснюватися персоналом лабораторії чи служби металів, що здійснюють діяльність в галузі неруйнівного та руйнівного контролю, мають необхідну кваліфікацію, підтверджену акредитованим органом з сертифікації, володіють знаннями, пройшли навчання, мають освіту і досвід в галузі дефектів певного типу, які можуть мати місце в процесі контролю металу експлуатуючої установки, отримали дозвіл Держпраці, разом з персоналом цехів, у віданні яких знаходиться відповідне устаткування. У разі необхідності можуть бути залучені спеціалізовані організації, які мають дозвіл на виконання технічного діагностування.

5.7.5 На енергетичному підприємстві повинен бути організований збір і аналіз інформації про результати контролю й пошкодження металу для розроблення заходів, які запобігають аварійним зупинам і відмовам устаткування.

5.7.6 Звітна документація з контролю металу, повинна зберігатися в цеху, у віданні якого є контрольоване устаткування, облікова документація з контролю металу повинна зберігатися в лабораторії металів енергооб'єкта, яка виконувала даний контроль металу, до виведення устаткування з експлуатації (до списання).

Такі документи, як технічні висновки про стан вузлів устаткування і продовження терміну експлуатації, висновки спеціалізованих організацій, технічні рішення Експертно-технічної комісії (далі – ЕТК) і енергооб'єкта, висновки, які передбачають виконання додаткового або позачергового контролю, повинні зберігатися в цеху і в лабораторії металів.

5.7.7 На енергооб'єкті повинен проводитися вхідний контроль металу вузлів та деталей устаткування, в тому числі поопераційний, з метою визначення їхньої відповідності технічним умовам і чинним НД, а також одержання даних для порівняльної оцінки стану основного і наплавленого металу до уведення устаткування в експлуатацію і під час наступного експлуатаційного контролю.

5.7.8 Вхідному контролю підлягає метал вузлів та деталей устаткування, що уводиться в експлуатацію, а також нових, встановлюваних на заміну під час ремонту експлуатованого устаткування. Методи й обсяги вхідного контролю металу визначаються ГҚД 34.25.301.

5.7.9 Експлуатаційний контроль повинен бути організований для оцінки зміни стану металу вузлів та деталей устаткування і перевірки його придатності до подальшої експлуатації в межах нормативного терміну служби (паркового ресурсу).

5.7.10 Під час проведення експлуатаційного контролю металу повинні вимірятися залишкова деформація і товщина стінок навантажених внутрішнім тиском

вузлів та деталей, що працюють в умовах повзучості чи ерозійного зношення, а також у корозійному середовищі. Крім того, повинні контролюватися механічні властивості і суцільність основного і наплавленого металу.

Обсяг і періодичність експлуатаційного контролю основного устаткування ТЕС регламентовані СОУ-Н МПЕ 40.1.17.401.

5.7.11 Вимірювання залишкової деформації (у разі необхідності з перевіркою швидкості повзучості) повинні бути організовані на високотемпературних, з робочою температурою понад 450 °С, прямих трубах, прямих ділянках згинів і колекторах із зовнішнім діаметром більшим ніж 100 мм.

Згини паропроводів з вуглецевої сталі з робочою температурою понад 400 °С, при розрахункових напруженнях від внутрішнього тиску згідно з ОСТ 108.031.08 і ОСТ 108.031.09 більших ніж 50 % від допустимого значення чи наробітку понад парковий ресурс, слід розглядати як високотемпературні з врахуванням можливості зменшення запасу міцності нижче від нормативного під час довготривалої експлуатації.

Контроль залишкової деформації осьових каналів роторів високого тиску (РВТ) і роторів середнього тиску (РСТ) турбін ЛМЗ і УТМЗ із робочою температурою пари 530 °С і вище проводиться для діаметра каналу 70 мм і більше.

5.7.12 Для вимірювання товщини стінки й оцінки суцільності металу повинні застосовуватися, як правило, неруйнівні методи контролю: візуальний контроль; ультразвукова, магнітопорошкова і кольорова дефектоскопія; гамма-дефектоскопія тощо.

5.7.13 Основним критерієм необхідності детального обстеження стану металу (технічного діагностування) і визначення можливості подальшої надійної його експлуатації є напрацювання паркового або розрахункового ресурсу (розрахункового терміну служби).

Парковий або розрахунковий ресурс (розрахунковий термін служби) для основних вузлів і деталей, що визначають тривалість експлуатації устаткування (барабани і колектори котлів, згини загальностанційних, внутрішньокотлових і внутрішньотурбінних трубопроводів, ротори, циліндри і корпуси стопорно-регульовальних клапанів турбін, посудин великого об'єму, які працюють під тиском), повинен встановлюватися (уточнюватися) з урахуванням фактичних розмірів і параметрів середовища (додаток А) у таких випадках:

- відсутності у проектній документації вказаних відомостей;
- невідповідності зазначених відомостей конкретним вказівкам додатку А;
- невідповідності умов експлуатації (параметрів середовища) вищевказаних вузлів і деталей проектним чи відхилень їхніх розмірів від проектних, якщо це призводить до скорочення паркового або розрахункового ресурсу (розрахункового терміну служби);
- виявлення пошкоджень через вичерпання ресурсу в ході експлуатації, прискореної повзучості чи зношення за даними експлуатаційного контролю.

Відомості про паркові (розрахункові) ресурси чи розрахункові терміни служби устаткування і трубопроводів для проектних розмірів і умов експлуатації повинні бути наведені в проектній документації.

Для однотипних деталей, з найбільш високими параметрами середовища чи мінімальними товщинами стінок, індивідуальні ресурси визначаються на підставі додатку А. Результати визначення чи уточнення повинні бути занесені в паспорт устаткування (трубопроводу). Якщо вони перевищують проектні чи зазначені в НД, то спосіб їхнього визначення і величини необхідно погодити зі спеціалізованою організацією, яка має дозвіл на виконання технічного діагностування.

5.7.14 Допускається зміщення термінів виконання технічного діагностування кожної деталі в більшу чи меншу сторону до 10 % від тривалості індивідуального ресурсу. Для деталей з передбаченим контролем мікропошкодженої, зміщення

термінів виконання технічного діагностування не повинно перевищувати 5 % від тривалості індивідуального ресурсу.

Повторне перенесення термінів виконання технічного діагностування допускається на величину, не більше тривалості початкового терміну зсуву, за погодженням зі спеціалізованою організацією, яка має дозвіл на виконання технічного діагностування та затверджується рішенням ЕТК енергокомпанії.

У разі неможливості дотримання зазначених вимог для деталей одного котла чи трубопроводу через розбіжність індивідуальних ресурсів під час проведення одночасного технічного діагностування агрегату в цілому, технічне діагностування повинно виконуватися в ході декількох планових ремонтів за чергою, у міру вичерпання індивідуальних ресурсів конкретних деталей.

Дострокове виконання технічного діагностування устаткування в загалом чи окремих його деталей до вичерпання паркового ресурсу необхідне у випадках:

- тривалої експлуатації устаткування (трубопроводу) з відмінними від проектних параметрами, якщо це призводить до зниження паркового ресурсу більш ніж на 5 %;

- наявності у складі устаткування і трубопроводів (крім випадків, коли зміна параметрів була врахована під час уточнення паркового ресурсу, згідно з 5.7.13), вузлів і деталей з індивідуальним ресурсом меншим від проектного чи уточненого – більш ніж на 5 %;

- виявлення дефектів, які неможливо усунути під час ремонтів;

- виявлення під час експлуатації кількарізкових однотипних пошкоджень;

- незадовільних характеристиках металу за результатами експлуатаційного контролю;

- досягнення величини залишкової деформації, що перевищує половину допустимої для високотемпературних деталей;

- численних або тривалих порушень норм водно-хімічного режиму чи вимог СОУ-Н ЕЕ 17.406 для необігрівних труб котлів – за рішенням ЕТК.

5.7.15 Допустимість і умови подальшої експлуатації деталей, що вичерпали парковий або розрахунковий ресурс (розрахунковий термін служби), а також у випадках незадовільних результатів експлуатаційного контролю чи виявлення пошкоджень, які не можуть бути усунуті ремонтом, визначаються ЕТК.

ЕТК створюються при енергокомпаніях для вирішення питань з технічного діагностування, продовження терміну експлуатації понад нормативний, усунення виявлених дефектів устаткування.

Склад і завдання ЕТК визначається розпорядчим документом по підприємству, організації, зміст і порядок представлення рішень ЕТК наведені в СОУ-Н МПЕ 40.1.17.401 (розділ 5 і додаток А).

За рішенням ЕТК для уточнення індивідуальних або розрахункових ресурсів (розрахункових термінів служби) і технічного діагностування залучаються як виконавці чи консультанти спеціалізовані організації, які мають відповідні дозволи Держпраці і досвід застосування сучасних методів діагностування і розрахункової оцінки міцності при тривалій експлуатації в обсязі чинних НД.

5.7.16 ЕТК розглядає:

- програму технічного діагностування конкретного устаткування;

- результати технічного діагностування й експлуатаційного контролю деталей і вузлів, зазначених у 5.7.17 і 5.7.19, а також експлуатаційного контролю однотипних за конструкцією та умовами роботи деталей (вузлів) за весь термін експлуатації й у ході ремонтів;

- нормативну документацію за критеріями допустимості подальшої експлуатації деталей, що вичерпали парковий або розрахунковий ресурс (розрахунковий термін служби), чи дефектних деталей;

- централізовану інформацію про досвід експлуатації аналогічних деталей (вузлів) на інших ТЕС.

За результатами розгляду ЕТК приймає рішення:

- щодо продовження експлуатації вищевказаних деталей (вузлів) у повному чи частковому обсязі, у разі необхідності – з додатковим контролем;
- щодо продовження експлуатації з попереднім ремонтом;
- про повну чи часткову заміну деталей (вузлів), які не задовольняють вимоги 5.7.17, 5.7.19 і 5.7.20.

Рішення ЕТК про продовження терміну служби устаткування і трубопроводів понад парковий ресурс затверджується головою ЕТК, у разі існування тимчасово неусунутих дефектів, повинні додатково бути погоджені зі спеціалізованою організацією, яка має дозвіл на виконання технічного діагностування.

5.7.17 Під час технічного діагностування високотемпературних деталей, виконуються:

а) розрахункове уточнення допустимості продовження терміну експлуатації найбільш навантажених елементів з урахуванням фактичних умов роботи.

Для корпусних деталей парових турбін (циліндрів високого тиску, циліндрів середнього тиску, корпусів стопорних і регульовальних клапанів) після напрацювання паркового ресурсу розрахунки виконуються спеціалізованою організацією у випадках виявлення дефектів, які не усуваються під час ремонту, і у разі неможливості заміни або кількості пусків більшої від проектної).

Для згинів паропроводів індивідуальні паркові або розрахункові ресурси, за необхідністю, уточнюються відповідно до додатку А з урахуванням усереднених параметрів пари за весь термін експлуатації і фактичної товщини стінки розтягнутої зони на час виконання технічного діагностування;

б) контроль суцільності металу згинів, зварних з'єднань і радіусних переходів литих деталей в обсязі вимог СОУ-Н МПЕ 40.1.17.401;

в) аналіз даних залишкової деформації і швидкості повзучості за увесь час експлуатації;

г) контроль твердості металу гнутих зон згинів, зварних з'єднань і литих деталей; для згинів, що вичерпали індивідуальний ресурс чи із залишковою деформацією понад 0,4 %, контроль твердості металу – для 100 % згинів;

д) контроль фактичної товщини стінок деталей, навантажених внутрішнім тиском;

е) вибірковий неруйнівний контроль початку розтріскування зовнішньої поверхні в найбільш навантажених зонах і зонах підвищеної повзучості (контроль мікропошкодженості методом реплік). Для однотипних деталей з однаковими умовами експлуатації вибірковий контроль мікропошкодженості виконується на деталях з найменшою фактичною товщиною стінки і найбільшою залишковою деформацією. Крім того, контроль мікропошкодженості необхідно проводити для згинів паропроводів з овальністю меншою ніж 2 % або менше від половини початкової.

Критерії мікропошкодженості згинів високотемпературних паропроводів наведені в А.7 додатку А;

ж) оцінка ступеня графітизації зварних з'єднань деталей з вуглецевої сталі;

и) контроль (за вирізкою) корозійних пошкоджень і механічних характеристик металу згинів паропроводів ТЕЦ, які використовують зворотний конденсат хімічних і нафтохімічних підприємств;

к) перевірка критеріїв допустимості продовження експлуатації металу корпусних деталей і роторів турбін згідно з СОУ-Н– МПЕ– 40.1.17.401 (розділ 5) і, додатково для корпусних деталей, визначення:

– в'язкої складової в зламі зразка для випробувань на ударну в'язкість (KCV) – не менше ніж 100/50 %;

– критичного розкриття під час ударного навантаження при робочій температурі – не менше ніж 0,25 мм;

– твердості при робочій температурі – не менше ніж 850 МПа для сталі 15Х1М1ФЛ, 950 МПа для сталі 20ХМФЛ і 900 МПа для сталі 20ХМЛ.

Вирізка з гнutoї зони згину, найгіршого із забракованих контролем мікропошкодженості чи залишкової деформації, або контролем суцільності, виконується в разі виявлення будь-якого із вказаних дефектів до вичерпання індивідуального ресурсу згину.

Вирізки із згинів паропроводів електростанцій, які використовують зворотний конденсат нафтових і нафтохімічних підприємств, виконуються після напрацювання 50 і 100 % індивідуального ресурсу. Місця вирізок встановлюються лабораторією (службою) металів або спеціалізованою організацією.

5.7.18 Експлуатація високотемпературних деталей (крім поверхонь нагріву) після вичерпання індивідуального ресурсу і проведення технічного діагностування допускається у разі дотримання таких умов:

- допустимих величин залишкової деформації і швидкості повзучості за попереднім циклом контролю;
- задовільних результатів контролю мікропошкодженості і суцільності;
- твердості гнутих зон згинів, наплавленого металу й навколошовних зон зварних з'єднань і характеристик металу високотемпературних деталей турбін, що задовольняють вимоги СОУ-Н МПЕ 40.1.17.401;
- ступеня графітизації зварних з'єднань деталей з вуглецевої сталі згідно з чинними НД не більше ніж бал 1.

Для деталей, у яких чинними НД чи проектом контроль залишкової деформації і мікропошкодженості не передбачений, продовження експлуатації допускається у разі задовільних результатів експлуатаційного контролю і технічного діагностування на підставі розрахунку, виконаного спеціалізованою організацією і додаткових критеріїв можливості продовження експлуатації згідно з 5.7.17.

Для згинів високотемпературного паропроводу продовження терміну служби понад індивідуальний ресурс визначається за згинами з найменшим індивідуальним ресурсом чи з залишковою деформацією понад 0,4 %, у разі задовільних результатів вибіркового контролю мікропошкодженості – для не менше ніж трьох із зазначених згинів (при цьому згини тупикових зон з залишковою деформацією менше 0,2 % не враховуються).

Тріщини будь-якого виду на згинах і зварних з'єднаннях паропроводів не допускаються.

У випадках незадовільних результатів контролю мікропошкодженості (вище бала 4 згідно з А.7 додатку А) на одному з перевірених згинів паропроводу чи наявності інформації про пошкодження однотипних за конструкцією, параметрами пари і напрацюванням згинів з ознаками вичерпання ресурсу на інших ТЕС, контроль мікропошкодженості повинен виконуватися на всіх однотипних згинах, де залишкова деформація перевищила 0,4 % чи фактичне напрацювання перевищило індивідуальний ресурс.

У разі виявлення на згинах паропроводів мікропошкодженості вище бала 3 продовження терміну експлуатації допускається за узгодженням зі спеціалізованою організацією, яка має дозвіл на виконання технічного діагностування.

Критерії допустимості продовження експлуатації роторів і корпусних деталей парових турбін приймаються згідно з СОУ-Н МПЕ 40.1.17.401 з додатковими обмеженнями:

- для зовнішньої поверхні ротора не допускаються тріщини (тріщиноподібні дефекти) глибиною понад 1 мм;
- допустимі глибина дефектів і величина пластичної деформації осьових каналів роторів визначаються згідно з РД 34.17.406;
- фактична швидкість збільшення тріщин корпусних деталей за останній міжремонтний період не повинна перевищувати 10^{-3} мм/год

У разі незадовільних характеристик металу можливість продовження експлуатації визначається спеціалізованою організацією.

5.7.19 Під час технічного діагностування низькотемпературних (з робочою температурою нижче від наведеної в 5.7.11) деталей котлів і трубопроводів повинні виконуватися:

- уточнення розташування зон найбільшого корозійного й ерозійного зношення і значень мінімальних товщин стінок деталей у цих зонах і однотипних деталей в інших зонах;

- вибіркова перевірка відповідності міцності і пластичності металу в холодному стані вимогам ТУ чи НД;

- розрахункове визначення напружень від внутрішнього тиску згідно з ОСТ – 108.031.09 у зонах мінімальної товщини, і допустимості їх з урахуванням фактичних характеристик металу (коефіцієнт запасу міцності по границі текучості не менше ніж 1,5);

- розрахункове чи експериментальне визначення зон розташування найбільших циклічних напружень і допустимих значень їх залежно від кількості циклів згідно з РТМ 24.038.08 і РТМ 24.038.11. У випадках виявлення корозійно-втомних пошкоджень розрахунок на втомність повинен виконуватися з урахуванням вимог РТМ 108.031.112 (розділ 4) в частині вибору допустимих циклічних напружень і фактичної кількості циклів;

- контроль суцільності металу згинів трубопроводів і зварних з'єднань в обсязі вимог СОУ-Н МПЕ 40.1.17.401 (додаток В) зі збільшенням обсягу у разі негативних результатів експлуатаційного контролю;

- контроль суцільності деталей турбін в обсязі вимог СОУ-Н МПЕ 40.1.17.401 (додаток В);

- 100 % контроль суцільності (у разі виявлення втомних пошкоджень під час експлуатаційного контролю) згинів і навантажених внутрішнім тиском зварних з'єднань, крім стикових з'єднань «труба з трубою», у зонах, де амплітуда розрахункових циклічних напружень перевищує 80 % максимального значення. У зонах з меншими амплітудами циклічних напружень обсяг контролю встановлюється ЕТК з урахуванням результатів контролю зон з високими напруженнями;

- візуальний огляд і гідравлічні випробування;

- контроль суцільності металу згинів і зварних з'єднань у зонах максимальних втомних напружень – для трубопроводів, у яких максимальна віброшвидкість в стаціонарному режимі перевищує 15 мм с⁻¹.

Для трубопроводів живильної води додатково:

- виконання вимог СОУ-Н МПЕ 40.1.17.401 в повному обсязі;

- перевірка фактичної товщини стінок розтягнутої і нейтральних зон всіх згинів.

Для барабанів котлів методи й обсяги технічного діагностування рекомендується приймати згідно з СОУ-Н МПЕ 40.1.17.401 (додаток В) та СОУ 40.1-21677681-02 (додаток А). Додатково повинні виконуватись:

- визначення овальності і прогину корпусу;

- перевірка суцільності внутрішньої поверхні і товщини стінок обичайок;

- перевірка кутових зварних з'єднань штуцерів під'єднаних труб і з'єднань кріплення сепараційних пристроїв.

У разі значної кількості дефектів і ремонтних заварок або напрацюванні паркового ресурсу програма технічного діагностування барабанів повинна бути узгоджена зі спеціалізованою організацією, яка має дозвіл на виконання технічного діагностування.

Для необігрівних труб котлів обсяг і порядок контролю визначаються відповідно до СОУ-Н ЕЕ 17.406. У разі незадовільної надійності згинів цих труб під час попередньої експлуатації, вони повинні замінюватися згинами, товщина стінки яких відповідає вимогам 6.4 цього ж СОУ-Н ЕЕ 17.406.

5.7.20 Продовження експлуатації низькотемпературних деталей котлів (крім поверхонь нагріву) і трубопроводів після напрацювання розрахункового ресурсу або терміну служби (для барабанів – паркового ресурсу) і проведення технічного діагностування допускається у разі виконання таких умов:

- мінімальна фактична товщина стінки при відповідності якості металу вимогам НД – не менша ніж 90 % проектної. Для товщини стінки меншій ніж 90% проектної продовження експлуатації допускається тільки у разі задовільних результатів перевірконого розрахунку на міцність від внутрішнього тиску згідно з ОСТ 108.031.08 і ОСТ 108.031.09 з урахуванням фактичних параметрів і мінімальних значень товщини стінки;

- задовільних результатів контролю суцільності, в тому числі в зазначених у 5.7.19 зонах високих втомних навантажень;

- глибина поздовжніх дефектів на зовнішній і внутрішній поверхнях згинів не більша ніж 2 мм або 10 % товщини стінки;

- відсутність недопустимих дефектів на недоступних для огляду і ремонту внутрішніх поверхнях, що виявляються з допомогою неруйнівних методів контролю: на внутрішніх поверхнях прямих труб, згинів і поздовжніх швах труб;

- на зовнішніх поверхнях згинів і поздовжніх швів тріщини повинні бути усунуті.

Для трубопроводів живильної води додатково:

- у разі виявлення окремих корозійних виразок або раковин на внутрішній поверхні труб і згинів їх глибина не повинна перевищувати 10 % номінальної товщини стінки (але не більше 3 мм), а довжина – перевищувати $0,25 \cdot \sqrt{D \cdot S}$, (D – середній діаметр, S – товщина стінки);

- у разі виявлення корозійно-втомних пошкоджень на внутрішній поверхні труб і згинів (поздовжнє розтріскування або ланцюжки виразок) необхідно виконувати обстеження, визначати можливості продовження експлуатації і додаткові вимоги до неї, виконувати обсяг додаткового контролю.

У випадках зниження характеристик міцності металу нижче від вимог НД, але збереження задовільних характеристик пластичності і ударної в'язкості, продовження експлуатації з проектними параметрами допускається у разі задовільних результатів перевірконого розрахунку на міцність від внутрішнього тиску (запас міцності щодо фактичної границі текучості не менш 1,5) і дотриманні вимог СОУ-Н ЕЕ 17.406.

Метал барабанів котлів повинен відповідати таким вимогам згідно з 5.5.3 СОУ-Н МПЕ 40.1.17.401 та 6.4 СОУ 40.1-21677681-02:

- твердість 135НВ-190НВ для низьколегованих сталей;

- твердість 120НВ-180НВ для вуглецевих сталей;

- відсутність тріщин у зварних з'єднаннях;

- глибина окремих корозійних виразок і раковин не більше ніж 10 % товщини стінки (у разі відсутності дрібних тріщин навколо);

- значення тимчасового опору і умовної границі текучості повинні бути не нижчі ніж 95 % відповідних характеристик згідно з ТУ на поставку;

- відношення умовної границі текучості до тимчасового опору (границі міцності) не повинно бути більшим ніж 0,7 для вуглецевих і 0,8 для легованих сталей;

- відносна видовження повинно бути не менше ніж 16 %;

- ударна в'язкість (KCV) повинна бути не нижча ніж 2,5 кГсм/см² (25 кДж/м²).

Перелік вимог, крім вищевказаних, повинен відповідати вимогам відповідно до 6.4 СОУ 40.1-21677681-02.

Технологія ремонту зварних з'єднань барабанів з дефектами, можливість подальшої експлуатації у разі виявлення розшарування металу обичайок і днищ або глибини виразок і раковин більше ніж 10 % товщини їх стінки, місце вирізки (пробки) для механічних випробувань визначається спеціалізованою організацією.

Для необігріваних труб котлів умови допустимості продовження експлуатації наведені в СОУ-Н ЕЕ 17.406.

5.7.21 Обсяг і методи діагностування низькотемпературних деталей парових турбін з робочою температурою меншою ніж 450 °С устанавлюються СОУ-Н МПЕ 40.1.17.401 (додаток В).

У разі виявлення дефектних деталей і неможливості їх заміни під час ремонту, допустимість продовження експлуатації цих деталей узгоджується із спеціалізованою організацією.

5.7.22 Технічне діагностування низькотемпературних (які працюють при температурі пари менші ніж 400 °С) посудин виконується після вичерпання розрахункового терміну служби (в роках).

Під час технічного діагностування навантажених тиском деталей низькотемпературних посудин, якщо можливий внутрішній огляд, повинні виконуватися:

- обстеження внутрішньої поверхні посудини з визначенням максимальної глибини корозійного й ерозійного зношення;

- УЗД і МПД навантажених внутрішнім тиском зварних з'єднань обичайки, днища і кутових швів приварки під'єднаних трубопроводів (у разі виявлення тріщин - вибирання їх абразивом на всю глибину, заварювання і наступні МПД чи УЗД);

- визначення фактичної овальності обичайок;

- обстеження і контроль УЗД чи МПД вм'ятин, випучин і зони зміни рівня води;

- визначення механічних властивостей матеріалу за випробуванням зразків із вирізки (пробки) у випадках згідно з 7.2.6.1 СОУ-Н ЕЕ 40.304;

- розрахунок на міцність корпусу і днища, виконується за товщини стінки меншої 90 % номінальної, з урахуванням фактичних параметрів, мінімальної товщини стінки і місцевих стоншень, у цьому випадку допустимі напруження повинні прийматись не вищими від нормативних значень;

- розрахунок на втомність при кількості циклів навантаження понад 1000, або експлуатації з частими коливаннями тиску понад 15 % номінального чи виявленні втомних пошкоджень;

- технічний огляд і гідравлічне випробування згідно з НПАОП 0.00-1.81.

У випадках незадовільних результатів розрахунків на втомність необхідне виконання додаткового контролю суцільності в зонах впливу концентраторів напружень (стиків зварні з'єднання з непроваром, зварні з'єднання інших конструкцій, риси глибиною понад 1 мм, отвори, радіусні переходи, зміни товщини стінки з кутом нахилу понад 25°) з величиною циклічних напружень, які перевищують допустиму.

У разі недостатньої надійності розрахунку на втомність (відсутність відомостей щодо кількості циклів, неможливість оцінки кількості циклів з похибкою не більшою ніж 20 %, відсутність вихідних даних для розрахунку амплітуд циклічних напружень) додатковий контроль суцільності повинен виконуватися для зон впливу всіх концентраторів напружень.

Для деаераторів підвищеного тиску додатково повинні бути виконані вимоги СОУ 40.1-21677681-01.

Для корпусів підігрівників високого тиску (ПВТ) і підігрівників низького тиску (ПНТ) додатково повинні бути виконані вимоги СОУ-Н МПЕ 40.1.17.405.

Критерії допустимості подальшої експлуатації деаераторів і корпусів ПВТ і ПНТ при проектних параметрах:

- фактична товщина корпусу в місцях корозійних виразок не менша ніж 90 % проектною (у разі відповідності характеристик металу вимогам НД);

- відсутність тріщин, непроварів, випучин і вм'ятин з дефектами суцільності;

- твердість металу в інтервалі від 110 НВ до 180 НВ;

- овальність обичайок не вища від допустимої (проектної);

- задовільні результати гідровипробувань відповідно до вимог НПАОП 0.00-1.81;

- задовільні результати перевірочних розрахунків міцності;

- фактична товщина обичайок і днищ корпусів ПВТ не менша від зазначеної в СОУ-Н МПЕ 40.1.17.405 величини.

Після усунення всіх недопустимих дефектів, виявлених під час експлуатації і технічного діагностування, при задовільних результатах розрахунку на міцність із запасом по товщині стінки (C_2) не меншим ніж 50 % максимальної величини зношення за час експлуатації до діагностування і відсутності пошкоджень в подальшій експлуатації, повторне технічне діагностування низькотемпературних посудин повинно виконуватись не пізніше напрацювання 150 % розрахункового терміну служби.

5.7.23 Дозвіл на продовження терміну експлуатації устаткування понад парковий або розрахунковий ресурс згідно з постановою Кабінету Міністрів України «Про затвердження Порядку проведення огляду, випробування та експертного обстеження (технічного діагностування) машин, механізмів, устаткування підвищеної небезпеки» видається на підставі результатів проведеного позачергового технічного діагностування і рішення ЕТК про що у паспорті устаткування зазначається причина його проведення. У разі проведення позачергового технічного діагностування після закінчення граничного строку експлуатації устаткування розробляється регламент технічних оглядів на продовжуваний строк безпечної експлуатації, який зберігається разом з паспортом устаткування.

5.7.24 Для високотемпературних деталей котлів і паропроводів з напрацюванням понад індивідуальний ресурс чи залишковою деформацією, що перевищує 50 % допустимої, при задовільних результатах технічного діагностування експлуатаційний контроль металу під час подальшої експлуатації виконується з такими особливостями:

а) контроль залишкової деформації повинен виконуватися для прямих труб не більше ніж через 50000 год; для прямих ділянок згинів, де контроль мікропошкодженості відсутній, – не більше ніж через 25000 год;

б) для згинів, де при технічному діагностуванні виконувався контроль мікропошкодженості, інтервал часу до повторного контролю мікропошкодженості в місцях виконання попереднього (з повторним поліруванням) визначається залежно від бала мікропошкодженості за результатами попереднього контролю, але не більше ніж 25000 год; контроль залишкової деформації для цих згинів виконується одночасно з повторним контролем мікропошкодженості;

в) для деталей, де індивідуальний ресурс на час виконання технічного діагностування найменш довговічних деталей не вичерпаний і величина залишкової деформації не перевищує 50 % допустимої, експлуатаційний контроль виконується відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.17.401 (додаток В) до часу вичерпання індивідуального ресурсу чи збільшення залишкової деформації до 50 % допустимої. Після цього допустимість подальшої експлуатації зазначених деталей визначається ЕТК за результатами технічного діагностування відповідно до 5.7.17, а експлуатаційний контроль у випадку продовження експлуатації виконується відповідно до вказівок перелічень а) і б) (додатково до тих деталей, де підвищені вимоги з контролю були встановлені на підставі результатів попереднього діагностування);

г) контроль суцільності деталей з напрацюванням меншим від індивідуального ресурсу, включаючи радіусні переходи литва і зварні з'єднання, виконується в обсязі вимог СОУ-Н МПЕ 40.1.17.401 (додаток В). Для деталей з напрацюванням вищим від індивідуального ресурсу або з підвищеною залишковою деформацією, чи у разі виявлення під час попередньої експлуатації неодноразових пошкоджень, періодичність контролю повинна бути скорочена до 25000 год;

д) контроль мінімальної товщини стінки розтягнутої зони і твердості гнutoї зони згинів паропроводів виконується відповідно для трьох згинів кожного паропроводу з мінімальними товщинами стінок через кожні 50000 год і трьох згинів з найменшою твердістю через кожні 100000 год після проведення технічного діагностування.

Обсяг контролю, крім зазначеного в переліченнях а), б), в), г) і д), повинен відповідати вимогам СОУ-Н МПЕ 40.1.17.401 (додаток В).

Деталі, що не задовольняють вимоги 5.7.18, до подальшої експлуатації не допускаються. Крім того, не допускається продовження експлуатації:

– деталей, де виявлені дефекти, які не усуваються у ході ремонту;

– паропровідних згинів зі збільшенням швидкості повзучості відносно усталеного раніше значення.

Допустимість продовження експлуатації повинна бути погоджена зі спеціалізованою організацією, яка має дозвіл на виконання технічного діагностування, у випадках:

- напрацювання згинами паропроводів понад півторакратний індивідуальний ресурс;
- загальної тривалості експлуатації понад 400000 год;
- зниження твердості металу, в тому числі литих деталей, нижче від мінімального значення згідно з НД.

Вимоги перелічень а) – д) залишаються в силі для подальшої експлуатації у разі задовільних результатів повторного контролю залишкової деформації і мікропошкодженості. У цьому випадку результати повторного контролю пластичної деформації і мікропошкодженості використовуються для чергового циклу контролю як результати попереднього.

Вимоги щодо методів, обсягу і періодичності контролю високотемпературних деталей парових турбін наведені в СОУ-Н МПЕ 40.1.17.401 (додаток В). У разі напрацювання (за часом чи кількістю циклів), яке перевищує парковий ресурс, або виявленні пошкоджень, що не усуваються, вимоги щодо наступного контролю повинні бути погоджені зі спеціалізованою організацією.

5.7.25 У разі задовільних результатів технічного діагностування і продовженні експлуатації низькотемпературних деталей котлів і трубопроводів, експлуатаційний контроль металу виконується з такими особливостями:

- ультразвукова товщинометрія (УЗТ) деталей з найбільшим корозійним і ерозійним зношенням за даними технічного діагностування, з терміном виконання – не пізніше зниження товщини стінки до мінімально допустимої відповідно до пункту 5.7.20 цих Правил за розрахунком з умови рівномірної швидкості стоншення за даними експлуатаційного контролю і технічного діагностування;

- 100 % контроль суцільності згинів і зварних з'єднань трубопроводів у зонах підвищених циклічних навантажень (пункт 5.7.19 цих Правил), крім стикових з'єднань «труба з трубою», після напрацювання 1000 циклів «пуск-зупин», де раніше такий контроль не виконувався. Якщо такий контроль раніше виконувався, то повторний контроль повинен проводитися після півторакратного напрацювання кількості циклів стосовно попереднього контролю. У випадках виявлення під час попереднього чи експлуатаційного контролю втомних пошкоджень у зонах підвищених навантажень кількість циклів, коли повинен виконуватися повторний контроль, встановлюється ЕТК;

- контроль суцільності згинів і зварних з'єднань трубопроводів відповідно до вимог СОУ-Н МПЕ 40.1.17.401 (додаток В). Для деталей з виявленням у ході технічного діагностування значної кількості пошкоджень обсяг контролю збільшується, а періодичність його скорочується відповідно до рішення ЕТК;

- вибірковий контроль відповідності характеристик міцності і пластичних характеристик металу в холодному стані вимогам НД виконується одночасно з контролем суцільності згинів і зварних з'єднань у зонах підвищених циклічних навантажень, але не пізніше півторакратного напрацювання в годинах на час виконання попереднього контролю;

- у випадках продовження експлуатації деталей без усунення допустимих згідно з 5.7.20 дефектів, вимоги щодо періодичності контролю їхнього розвитку повинні бути встановлені ЕТК.

Обсяг контролю, крім вищевказаного, повинен відповідати вимогам СОУ-Н МПЕ 40.1.17.401 (додаток В).

Деталі, що не задовольняють вимоги 5.7.20, до подальшої експлуатації не допускаються. Крім того, не допускається продовження експлуатації деталей, у яких виявлене:

- збільшення розмірів дефектів, які не усунені під час попереднього ремонту (крім випадків, коли гранична величина дефектів обумовлена в чинних НД і продовження експлуатації узгоджене зі спеціалізованою організацією, яка має дозвіл на виконання технічного діагностування);

- порушення суцільності, які не усуваються під час ремонту, в тому числі дефекти в недоступних для огляду і ремонту зонах, із граничними розмірами згідно з 5.7.20;

– зниження пластичних характеристик і ударної в'язкості менше від мінімально допустимих значень згідно з НД;

– зниження характеристик міцності, що призводить до зменшення запасів міцності по напруженнях від внутрішнього тиску нижче від мінімально допустимих значень згідно з ОСТ 108.031.08 (розділ 5).

Вимоги щодо обсягу, періодичності і методів контролю низькотемпературних деталей парових турбін наведені в СОУ-Н МПЕ 40.1.17.401 (додаток В).

Вимоги до стану металу посудин для продовження експлуатації у разі задовільних результатів технічного діагностування наведені в пункті 5.7.22 цих Правил.

КОНТРОЛЬ СТАНУ МЕТАЛУ НА АЕС

5.7.26 Для забезпечення надійності і безпеки роботи тепломеханічного устаткування і трубопроводів АЕС, запобігання пошкоджень, що можуть бути викликані дефектами виготовлення деталей, а також розвитком ерозії, корозії, зниженням характеристик міцності металу і зварних з'єднань у процесі експлуатації, повинен бути організований контроль за станом основного, наплавленого металу і зварних з'єднань.

5.7.27 Основним НД, що регламентує вимоги щодо контролю металу устаткування і трубопроводів АЕС, є ПНАЭ Г-7-008.

5.7.28 Контроль стану металу поділяється на передексплуатаційний, експлуатаційний, позачерговий.

Передексплуатаційний контроль проводиться до введення устаткування і трубопроводів в експлуатацію з метою визначення початкового стану металу відповідно до вимог НД, реєстрації допустимих пошкоджень (несуцільностей) для спостереження за ними у процесі експлуатації, виявлення дефектів виготовлення і монтажу.

Експлуатаційний контроль проводиться планово у процесі експлуатації обладнання та трубопроводів з метою виявлення і реєстрації пошкоджень, зміни фізико-механічних властивостей і структури металу, а також оцінки його стану.

Позачерговий контроль виконується відповідно до вимог НД з контролю за станом металу устаткування і трубопроводів АЕС за рішенням адміністрації АЕС, експлуатуючої організації чи органів державного нагляду.

5.7.29 Конкретний перелік устаткування і трубопроводів, що підлягають контролю, устанавлюється типовими програмами контролю, розробленими експлуатуючою організацією.

Типові програми повинні бути погоджені з органами державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки України.

Рішення щодо необхідності проведення контролю металу на устаткуванні і трубопроводах, які не підлягають контролю згідно типовим програмам, приймається комісійне, за результатами технічного огляду.

5.7.30 Типова програма контролю металу повинна складатися для кожного типу енергоблоку згідно з ПНАЭ Г-7-008.

5.7.31 Перелік характеристик, які визначаються за зразками-свідками, місця устанавлення зразків-свідків на устаткуванні і трубопроводах, а також програма випробувань повинні бути розроблені (чи вказані) конструкторською (проектною) організацією.

Кількість зразків-свідків повинна бути такою, щоб можна було чітко устанавити залежність вимірюваних характеристик від флюенса нейтронів.

5.7.32 На підставі типової програми контролю металу на АЕС підрозділом контролю металу разом з підрозділом, який експлуатує устаткування, повинні бути розроблені робочі програми контролю металу для кожного енергоблоку з конкретними переліками контрольованого устаткування і трубопроводів.

5.7.33 Для обґрунтованого визначення ресурсу металу устаткування і трубопроводів, які зазнають незначного нейтронного опромінення, у проектній документації повинні бути наведені відомості з розрахункових робочих і циклічних напружень у металі і їхньому розподілі по об'ємній конфігурації деталей устаткування і довжині трубопроводів.

5.7.34 Контроль за станом металу повинен здійснюватися персоналом підрозділу контролю металу АЕС. Для виконання робіт можуть залучатися спеціалізовані організації.

Результати контролю повинні реєструватися згідно з вимогами чинних НД.

5.7.35 Відповідальність за проведення контролю металу відповідно до вимог НД несе адміністрація АЕС.

5.7.36 На АЕС повинен бути організований збір і аналіз інформації про результати контролю й пошкодження металу для розроблення заходів, що унеможливають аварійні зупини і відмови устаткування.

5.7.37 Документація щодо контролю за станом металу повинна зберігатися згідно з вимогами чинних НД з контролю металу.

5.7.38 Для пускорезервних котелень вимоги щодо контролю стану металу приймаються згідно з 5.7.

ГЛАВА 5.8 ТЕХНІЧНА ДОКУМЕНТАЦІЯ

5.8.1 На кожний енергооб'єкт повинні бути такі документи:

- акти відведення земельних ділянок;
- виконавчий генплан проммайданчика;
- геологічні, гідрогеологічні, геодезичні та інші дані про територію з результатами випробувань ґрунтів і аналізу ґрунтових вод;
- акт закладання фундаментів з розрізами шурфів;
- акти приймання прихованих робіт;
- протоколи (або журнали спостережень) про осідання будівель, споруд і фундаментів під устаткування;
- акти випробувань пристроїв, які забезпечують вибухобезпеку, пожежну безпеку, блискавкозахист і протикорозійний захист споруд;
- акти випробувань внутрішніх і зовнішніх систем водопостачання, пожежного водопроводу, каналізації, газопостачання, тепlopостачання, опалення і вентиляції;
- акти індивідуального опробування і випробувань устаткування і технологічних трубопроводів;
- документація щодо приймання в експлуатацію устаткування, будівель і споруд після будівництва в обсязі, передбаченому чинними Державними будівельними нормами і галузевими правилами приймання.
- генеральний план ділянки з нанесеними будівлями і спорудами, в тому числі підземним господарством, дендропланом, місцями тимчасового накопичення відходів тощо»;
- затверджена проектна документація (технічний проект, креслення, пояснювальні записки тощо) з усіма наступними змінами;

- технічні паспорти устаткування, будівель і споруд, природоохоронних установок;
- виконавчі робочі креслення устаткування, будівель і споруд, креслення всього підземного господарства;- виконавчі робочі схеми електричних первинних і вторинних з'єднань і з'єднань ЗВТ;
- оперативні схеми;
- креслення запасних частин до устаткування;
- комплект інструкцій з експлуатації устаткування і споруд, експлуатаційних схем, програм випробувань і опробування устаткування, програм підготовки персоналу, положень про структурні підрозділи, посадових інструкцій для всіх категорій керівників і спеціалістів, а також для працівників, які відносяться до чергового персоналу;
- інструкції з охорони праці;
- оперативний план і картки пожежогасіння для пожежонебезпечних приміщень;
- інструкції з пожежної безпеки;
- документація згідно з вимогами органів державного регулювання і нагляду;
- матеріали з розслідування технологічних порушень у роботі;
- звіт з інвентаризації викидів забруднюючих речовин;
- дозвіл на викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря стаціонарними джерелами;
- план-графік контролю шкідливих викидів в атмосферу;
- дозвіл на спецводокористування;
- дозвіл на здійснення операцій у сфері поводження з відходами, якщо діяльність енергооб'єктів призводить до утворення відходів, для яких коефіцієнт загального утворення відходів (Пзув) перевищує 1000;
- перелік захищених споживачів (субспоживачів);
- для енергооб'єктів з АСК ТП поетапний план відновлення працездатності на випадок повної або часткової відмови функцій АСК ТП;
- для АСК ТП перелік документів повинен відповідати пункту 5.6 ДСТУ ІЕС/TR 61850-90-4.

5.8.2 На АЕС повинна бути така додаткова документація:

- акти випробувань систем безпеки;
- акти випробувань пристроїв, що забезпечують радіаційну безпеку;
- інструкції (положення) з радіаційної безпеки;
- плани заходів щодо захисту персоналу та населення у випадку радіаційної аварії;
- звіт з аналізу безпеки (ЗАБ);
- регламент радіаційного контролю;
- інформація про дози зовнішнього і внутрішнього опромінення персоналу АЕС і персоналу, який перебуває у відрядженні;
- технологічний регламент (регламенти) безпечної експлуатації енергоблоків АЕС;
- санітарні паспорти, видані в порядку установленому законодавством, на право роботи з ДІВ, РАВ;
- контрольні рівні опромінення персоналу, викидів та скидів радіоактивних речовин у навколишнє середовище;
- допустимі рівні викидів, скидів радіоактивних речовин в навколишнє середовище;
- акти інвентаризації ДІВ, РАВ;
- перелік заходів щодо зниження доз опромінення персоналу;
- перелік заходів щодо зниження викидів і скидів радіоактивних речовин, мінімізації РАВ на АЕС;
- дозвіл на експлуатацію енергоблоків АЕС, виданий Держатомрегулювання;

- інструкції (програми) і графіки випробувань і перевірок функціонування систем, важливих для безпеки;
- перелік ядерно-небезпечних робіт;
- перелік систем, та елементів систем важливих для безпеки.

5.8.3 Наведена в 5.8.1, 5.8.2 документація повинна обліковуватись і зберігатись в установленому на підприємстві порядку. Комплект проектної документації АЕС: виконавча документація на будівництво АЕС, акти випробувань і виконавча документація на технічне обслуговування і ремонт систем (елементів) безпеки і елементів, важливих для безпеки і віднесених до класів 1, 2 і 3 (за впливом на безпеку), повинні зберігатись на АЕС протягом усього терміну її експлуатації.

5.8.4 В кожному підрозділі енергокомпаній та на енергооб'єктах для кожного робочого місця має бути затверджений технічним керівником перелік інструкцій, положень, схем, креслень, нормативної та довідкової документації, якими користується персонал під час виконання службових обов'язків

Перелік повинен переглядатись у міру необхідності, але не рідше від термінів, передбачених 5.8.7. Допускається супровід переліку в електронному вигляді. При цьому має бути документально встановлено порядок поводження з електронною версією переліку.

5.8.5 Все основне і допоміжне устаткування, у тому числі трубопроводи, системи і секції шин, а також арматура, шибери газо- і повітропроводів, повинні бути промарковані згідно з вимогами НД, проектом і технічною документацією.

Позначення і номери, нанесені безпосередньо на устаткуванні, повинні відповідати позначенням і номерам на схемах. Крім того, на основному і допоміжному устаткуванні енергооб'єктів повинні бути встановлені заводські таблички з номінальними даними (параметрами) згідно з стандартом на це устаткування.

5.8.6 Усі зміни в устаткуванні, технологічних схемах та експлуатаційних інструкціях виконуються на підставі технічних рішень затверджених технічним керівником енергооб'єкта та повинні бути внесені в креслення і технологічні схеми негайно в установленому порядку.

Інформація про зміни в інструкціях і схемах повинна доводитись до відома всіх працівників (із записом в журналі розпоряджень або в листі ознайомлення зі змінами), для яких обов'язкове знання цих інструкцій та схем.

Обсяг і необхідність ознайомлення зі змінами для робітників визначає особа, яка підписує організаційно-розпорядчий документ (ОРД).

Для оперативного персоналу ознайомлення зі змістом зміни і причиною її внесення в документ, допускається проводити у картці «Форма для ознайомлення зі змінами» (ФДО). Картка з'являється додатком до повідомлення про зміну документа. У ФДО вказують причину зміни, попередню редакцію, суть зміни і термін ознайомлення зі зміною оперативного персоналу.

5.8.7 Схеми (креслення, карти) повинні перевірятись на відповідність фактичним експлуатаційним параметрам не рідше ніж один раз на 3 роки з відміткою на них про перевірку; у разі внесення змін схеми (креслення, карти) повинні представлятися у новій редакції.

Терміни перегляду інструкцій з експлуатації устаткування, переліків необхідних інструкцій – раз на 3 роки.

Схеми нормального режиму переглядаються і затверджуються технічним керівником енергокомпанії (акціонерного товариства, об'єкта електроенергетики) щорічно.

Поопорні схеми ПЛ 0,4-20 кВ переглядаються і затверджуються технічним керівником районної електричної мережі. Поопорні схеми ПЛ 35-110 кВ переглядаються і затверджуються технічним керівником електричних мереж.

Порядок використання експлуатаційних документів і технологічних схем, які не пройшли перегляду, визначає технічний керівник енергооб'єкта

5.8.8 Комплекти необхідних схем повинні знаходитись у чергового диспетчера енергокомпанії, РДЦ, підприємства (в т.ч. району) теплової та електричної мережі, начальника зміни енергооб'єкта, начальника зміни кожного цеху і енергоблоку, чергового підстанції, майстрів ділянок електричних мереж і електромонтера оперативно-виїзної бригади (ОВБ).

Основні схеми мають бути вивішені на видному місці в приміщенні розміщення обладнання на енергооб'єкті (крім приміщень зони строгого режиму АЕС).

5.8.9 Усі робочі місця оперативного персоналу повинні бути забезпечені згідно з переліком необхідною експлуатаційною документацією, розробленою відповідно до вимог цих Правил на підставі заводських і проектних даних, типових інструкцій та інших НД, досвіду експлуатації і результатів випробувань, а також з урахуванням місцевих умов і затвердженою технічним керівником енергооб'єкту.

Забороняється вилучати з робочих місць оперативного персоналу схеми чи інструкції для внесення змін або оформлення їх перегляду без заміни на інший чинний примірник цього документу.

5.8.10 Інструкції міжсистемного і системного значення мають бути складені з урахуванням вимог оператора системи передачі і затверджені головним диспетчером регіонального диспетчерського центру

5.8.11 В інструкціях з експлуатації устаткування, будівель і споруд, засобів релейного захисту, телемеханіки, зв'язку і комплексу технічних засобів автоматичної системи керування технологічними процесами (АСК ТП) для кожної установки повинні бути наведені:

- коротка характеристика устаткування установок, будівель і споруд;
- опис роботи схеми;
- критерії і межі безпечного стану і режимів роботи установки або комплексу установок;
- місце під'єднання та установки давачів і вторинних приладів ЗВТ, органів керування;
- порядок підготовки до пуску;
- порядок пуску, зупину і режиму роботи устаткування, утримання будівель і споруд під час нормальної експлуатації;
- порядок обслуговування устаткування під час порушень у роботі і аварійних режимах;
- порядок допуску до огляду, ремонту і випробувань устаткування, будівель і споруд;
- порядок та обсяг оглядів і обстежень устаткування з оформленням результатів в оперативній документації;
- вимоги щодо безпеки праці, вибухо- і пожежобезпеки, специфічні для даної установки;
- заходи щодо забезпечення роботоздатності устаткування, яке перебуває в резерві і готовності до пуску.

5.8.12 Посадові (робочі) інструкції для кожного робочого місця повинні містити розділи, передбачені довідником кваліфікаційних характеристик професій працівників та іншими документами з організації праці, в яких повинні бути вказані:

- загальні положення;
- кваліфікаційні вимоги, перелік НД, інструкцій з експлуатації, технологічних схем та інших експлуатаційних документів, знання яких обов'язкове для працівників даної посади, або посилання на перелік, де встановлено відповідний обсяг знань;
- права, обов'язки і відповідальність працівника;

– відносини з вищим, підлеглим та іншим, пов'язаним з роботою персоналом;
– порядок заміщення у разі відсутності працівника (відпустки, відраження тощо).

Терміни перегляду посадових інструкцій і положень про підрозділи визначаються керівництвом електроенергетичного підприємства, але не рідше ніж один раз на 5 років. Перегляд цих документів проводиться у випадку зміни статусу (структури) підрозділу.

5.8.13 Інструкції з охорони праці повинні містити вимоги з безпечної експлуатації устаткування і розроблятися відповідно до НПАОП 0.00-4.15. Інструкції з охорони праці переглядаються не рідше ніж один раз на 3 роки, узгоджуються із службою охорони праці, затверджуються керівником енергооб'єкта.

5.8.14 Черговий персонал енергооб'єкта (енергокомпанії) веде і зберігає оперативну документацію (яка може вестись в електронному вигляді засобами АСКТП) відповідно до порядку, встановленого в енергокомпанії.

Оперативну документацію відповідно до переліку ведуть:

Диспетчер системи передачі :

- оперативну схему;
- оперативний журнал;
- картотеку заявок на зміну оперативного стану та режимів роботи об'єктів диспетчеризації, що знаходяться в оперативному підпорядкуванні диспетчера системи передачі ;
- журнал релейного захисту і автоматики;
- журнал розпоряджень.

Диспетчер системи розподілу:

- оперативну схему;
- оперативний журнал;
- картотеку заявок на зміну оперативного стану та режимів роботи об'єктів диспетчеризації, що знаходяться в оперативному підпорядкуванні диспетчера системи розподілу;
- журнал релейних захистів і автоматики;
- карти уставок релейного захисту і автоматики;
- альбом каналів передачі сигналів протиаварійної автоматики;
- журнал введення в роботу нових або реконструйованих об'єктів диспетчеризації;
- журнал розпоряджень.

Диспетчер системи передачі (диспетчер системи розподілу) для кожної підстанції без постійного оперативного персоналу, що знаходиться в оперативному керуванні:

- оперативну схему;
- оперативний журнал;
- журнал заявок на виведення з роботи устаткування або картотека заявок на виведення з роботи устаткування;
- журнал релейного захисту, автоматики і АСК ТП;
- карти уставок релейного захисту і автоматики;
- карти накладок (в тому числі віртуальних) і випробувальних блоків;
- журнал обліку роботи за нарядами і розпорядженнями;
- журнал дефектів і неполадок з устаткуванням;
- журнал розпоряджень;
- план дій на випадок відмови АСК ТП підстанції без постійного оперативного персоналу.

Начальник зміни електростанції:

- оперативну виконавчу схема або схему-макет;
- оперативний журнал;
- журнал або картотека заявок диспетчеру на виведення з роботи устаткування, яке перебуває у віданні диспетчера;
- журнал заявок технічному керівнику на виведення з роботи устаткування, яке не перебуває у віданні диспетчера;
- журнал розпоряджень;
- електронний журнал цінкових заявок.

Начальник зміни енергоблока АЕС:

- карту уставок технологічних захистів і автоматики;
- оперативний журнал;
- журнал розпоряджень.

Начальник зміни електроцеху:

- оперативну схема або схему-макет;
- оперативний журнал;
- журнал релейного захисту, автоматики і телемеханіки;
- карти уставок релейного захисту і автоматики;
- журнал розпоряджень;
- журнал обліку роботи за нарядами і розпорядженнями;
- журнал або картотека дефектів і неполадок з устаткуванням;
- журнал інструктажів оперативного персоналу;
- перелік (альбом алгоритмів) захистів і блокувань електроустаткування (інструкції для систем захистів і блокувань електроустаткування з алгоритмами їх роботи та перевірки).

Начальник зміни теплового цеху:

- оперативну виконавчу схему основних трубопроводів;
- оперативний журнал;
- журнал розпоряджень;
- журнал обліку роботи за нарядами і розпорядженнями;
- журнал або картотека дефектів і неполадок з устаткуванням;
- журнал інструктажів оперативного персоналу;
- перелік (альбом алгоритмів) захистів і блокувань електроустаткування (інструкції для систем захистів і блокувань електроустаткування з алгоритмами їх роботи та перевірки).

Начальник зміни реакторного цеху, провідний інженер управління блоками (ПІУБ), провідний інженер управління реактором (ПІУР):

- перелік (альбом алгоритмів) технологічних захистів і блокувань РУ (інструкція для системи технологічних захистів і блокувань РУ з алгоритмами їх роботи);
- оперативний журнал;
- карта уставок технологічних захистів і автоматики РУ;
- журнал розпоряджень;
- журнал або картотека дефектів і неполадок з устаткуванням;
- журнал обліку роботи за нарядами і розпорядженнями;
- журнал інструктажів оперативного персоналу.

Начальник зміни цеху теплової автоматики і вимірювань:

- оперативний журнал;
- журнал технологічних захистів і автоматики та журнал технічних засобів автоматизованих систем (АС);
- карту уставок технологічних захистів і сигналізації та карти завдань авторегуляторам;

- журнал розпоряджень;
- журнал обліку роботи за нарядами і розпорядженнями;
- журнал або картотека дефектів і неполадок з устаткуванням;
- графіки опробування технологічних захистів, блокувань і сигналізації;
- журнал інструктажів оперативного персоналу.

Начальник зміни відділу (цеху) радіаційної безпеки:

- оперативний журнал;
- протоколи передачі зміни (чек-листи);
- карти уставок сигналізації систем радіаційного контролю;
- схеми дозиметричного і технологічного радіаційного контролю;
- журнал розпоряджень;
- відомості-рапорти основних параметрів радіаційної обстановки;
- журнал обліку викидів у венттруби енергоблоків і спецкорпусу;
- журнал обліку вимірювань активності проб рідин;
- журнал обліку доз оперативного персоналу;
- журнал обліку роботи за нарядами і розпорядженнями;
- журнал обліку роботи за дозиметричними нарядами;
- журнал або картотека дефектів і неполадок з устаткуванням;
- журнал інструктажів оперативного персоналу.

Начальник зміни хімічного цеху:

- оперативні виконавчі схеми водопідготовчих установок і систем організації водно-хімічного режиму;
- оперативний журнал;
- журнал розпоряджень;
- журнал обліку роботи за нарядами і розпорядженнями;
- журнал або картотека дефектів і неполадок з устаткуванням;
- журнал інструктажів оперативного персоналу.
- журнал водно-хімічного режиму першого і другого контурів, баків тощо;
- перелік (альбом алгоритмів) захистів і блокувань електроустаткування (інструкції для систем захистів і блокувань електроустаткування з алгоритмами їх роботи та перевірки).

Черговий підстанції з постійним чергуванням, диспетчер районної мережі, диспетчер структурного підрозділу оператора системи передачі:

- оперативну схему або мнемосхему (схему-макет);
- оперативний журнал;
- журнал заявок на виведення з роботи устаткування або картотека заявок на виведення з роботи устаткування;
- журнал релейного захисту, автоматики й телемеханіки;
- карти уставок релейного захисту і автоматики;
- карти накладок і випробувальних блоків;
- журнал обліку роботи за нарядами і розпорядженнями;
- журнал дефектів і неполадок з устаткуванням;
- журнал розпоряджень.

Диспетчер тепломережі:

- оперативну виконавчу схему трубопроводів;
- оперативний журнал;
- журнал заявок на виведення з роботи устаткування;
- журнал розпоряджень;
- температурні і п'єзометричні графіки роботи мереж;
- журнал дефектів і неполадок з устаткуванням.

Черговий інженер району теплової мережі:

- оперативну виконавчу схему;
- оперативний журнал;
- журнал заявок на виведення з роботи устаткування;
- журнал розпоряджень;
- журнал дефектів і неполадок з устаткуванням;
- журнал обліку роботи за нарядами і розпорядженнями.

Диспетчер ВДЕ:

- оперативну ремонтну схему і/або мнемосхему;
- оперативний журнал;
- журнал релейного захисту, автоматики й телемеханіки;
- карти уставок релейного захисту і автоматики;
- журнал розпоряджень;
- журнал обліку роботи за нарядами і розпорядженнями;
- журнал чи картотека дефектів і неполадок з устаткуванням.

Залежно від місцевих умов обсяг оперативної документації може уточнюватись за рішенням технічного керівника енергооб'єкта або енергокомпанії.

5.8.15 На робочих місцях оперативного персоналу в цехах, на щитах керування електростанцій та ПС мають вестись добові відомості за формами, затвердженими технічним керівником.

Оперативна документація може вестись за допомогою електронних засобів за умови забезпечення збереження в нормативні терміни і заборони несанкціонованої зміни.

5.8.16 Оперативну документацію щоденно (у разі вихідних – в перший робочий день) повинен переглядати адміністративно-технічний персонал та, в разі виявлення зауважень в роботі обладнання і персоналу, вживати заходи для їх усунення.

Періодичність перегляду оперативної документації віддалених об'єктів (підстанцій) визначає технічний керівник енергокомпанії.

5.8.17 Диспетчерські пункти енергокомпаній, мережевих підприємств і районів, головні і блочні щити керування електростанцій повинні бути обладнані пристроями автоматичного звукового (магнітного або цифрового) запису всіх оперативних переговорів, які проводяться з використанням засобів зв'язку з додержанням вимог Закону України «Про інформацію».

5.8.18 Оперативна документація, діаграми реєструючих ЗВТ, записи оперативно-диспетчерських переговорів і вихідні документи, що формуються оперативно-інформаційним комплексом АС енергооб'єкта, належать до документів суворого обліку і підлягають зберіганню в установленому порядку:

- стрічки із записами показів реєструючих приладів, записів голосового зв'язку між персоналом ОСП та Користувача становить – 3 роки;
- роздруківки основних параметрів радіаційної обстановки – 50 років;
- записи на електронних носіях оперативних переговорів у нормальних умовах – 20 діб, під час технологічних порушень у роботі – 3 місяці, якщо не надійде вказівка про продовження терміну.

5.8.19 Термін дії розпоряджень для оперативного персоналу визначається порядком, встановленим на електроенергетичному підприємстві.

5.8.20 На усіх рівнях структури електроенергетичної галузі повинен бути створений банк технічної інформації на базі комп'ютерної техніки. Зміст банку

даних, періодичність поповнення, права доступу визначаються положеннями, розробленими і затвердженими технічними керівниками відповідних структур згідно із Законом України «Про інформацію».

ГЛАВА 5.9 СТАНДАРТИЗАЦІЯ, ТЕХНІЧНІ РЕГЛАМЕНТИ ТА ОЦІНКА ВІДПОВІДНОСТІ, ЛІЦЕНЗУВАННЯ, УПРАВЛІННЯ ЯКІСТЮ

СТАНДАРТИЗАЦІЯ

5.9.1 Відносини, пов'язані з діяльністю у сфері стандартизації та застосуванням її результатів ґрунтуються на Законі України «Про стандартизацію», чинних міжнародних договорах України у сфері стандартизації та інших нормативно-правових актах, що регулюють відносини у цій сфері.

5.9.2 Стандартизація спрямована на досягнення оптимального рівня упорядкованості в технічній експлуатації електричних станцій і мереж та реалізується через розроблення, застосування і дотримання вимог:

- стандартів;
- кодексів усталеної практики;
- технічних умов.

Метою стандартизації є:

- забезпечення відповідності об'єктів стандартизації своєму призначенню;
- керування різноманітністю, застосовність, сумісність, взаємозамінність об'єктів стандартизації;
- забезпечення раціонального виробництва шляхом застосування визнаних правил, настанов і процедур;
- забезпечення охорони життя та здоров'я;
- забезпечення прав та інтересів споживачів;
- забезпечення безпечності праці;
- збереження навколишнього природного середовища і економія всіх видів ресурсів.

5.9.3 Об'єктами стандартизації є:

- матеріали, складники, обладнання, системи, їх сумісність;
- правила, процедури, функції, методи, діяльність чи її результати, включаючи продукцію, персонал, системи управління;
- вимоги до термінології, позначення, фасування, пакування, маркування, етикетування тощо.

5.9.4 Залежно від рівня суб'єкта стандартизації, що приймає нормативні документи, вони поділяються на:

- 1) національні стандарти та кодекси усталеної практики, прийняті національним органом стандартизації;
- 2) стандарти, кодекси усталеної практики та технічні умови, прийняті підприємством (установою, організацією), що здійснює стандартизацію.

Національні стандарти та кодекси усталеної практики застосовуються безпосередньо чи шляхом посилання на них в інших документах.

Національні стандарти та кодекси усталеної практики застосовуються на добровільній основі, крім випадків, коли обов'язковість їх застосування встановлено нормативно-правовими актами, а саме:

- для всіх суб'єктів господарювання, якщо це передбачено в технічних регламентах чи інших нормативно-правових актах;
- для учасників угоди (контракту) щодо розроблення, виготовлення чи постачання продукції, якщо в ній (ньому) є посилання на певні стандарти;

– для виробника чи постачальника продукції, якщо він склав декларацію про відповідність продукції певним стандартам чи застосував позначення цих стандартів у її маркуванні;

– для виробника чи постачальника, якщо його продукція сертифікована щодо дотримання вимог стандартів.

Міжнародні (регіональні) стандарти та стандарти інших країн, якщо їх вимоги не суперечать законодавству України, можуть бути застосовані в Україні в установленому порядку шляхом посилання на них у національних та інших стандартах.

Роз'яснення щодо положень національних стандартів та кодексів усталеної практики надають відповідні технічні комітети стандартизації, а в разі їх відсутності – національний орган стандартизації.

5.9.5 Підприємства, установи та організації мають право у відповідних сферах діяльності та з урахуванням своїх господарських і професійних потреб організовувати та виконувати роботи із стандартизації, зокрема:

– розробляти, приймати, перевіряти, переглядати та скасовувати стандарти, кодекси усталеної практики, технічні умови і зміни до них, установлювати процедури їх розроблення, прийняття, перевірки, перегляду, скасування та застосування;

– застосовувати прийняті ними стандарти, кодекси усталеної практики та технічні умови;

– брати участь у роботі спеціалізованих міжнародних та регіональних організацій стандартизації відповідно до положень про такі організації;

– створювати та вести фонди нормативних документів і видавати каталоги нормативних документів для забезпечення своєї діяльності та інформаційного обміну;

– видавати і розповсюджувати прийняті ними стандарти, кодекси усталеної практики та технічні умови, документи відповідних спеціалізованих міжнародних організацій стандартизації, членами яких вони є чи з якими співпрацюють на підставі положень про такі організації або відповідних договорів.

ТЕХНІЧНІ РЕГЛАМЕНТИ І ОЦІНКА ВІДПОВІДНОСТІ

5.9.6 Характеристики продукції або пов'язані з нею процеси та методи виробництва (включаючи процедурні положення), додержання яких є обов'язковим, визначаються технічними регламентами.

Технічні регламенти розробляються, приймаються та застосовуються на основі принципів, установлених Угодою Світової організації торгівлі про технічні бар'єри у торгівлі та Закону України «Про технічні регламенти та оцінку відповідності».

В електроенергетиці застосовуються технічні регламенти, прийняті відповідно до Закону України «Про ринок електричної енергії».

Технічні регламенти розробляються на основі:

– міжнародних стандартів, якщо вони вже прийняті або перебувають на завершальній стадії розроблення, чи їх відповідних частин, за винятком випадків, коли такі міжнародні стандарти чи їх відповідні частини є неефективними або невідповідними засобами для досягнення визначених цілей прийняття технічних регламентів, зокрема внаслідок суттєвих кліматичних чи географічних чинників або суттєвих технологічних проблем;

– регіональних стандартів, національних стандартів України чи інших держав, актів законодавства Європейського Союзу, інших економічних об'єднань або інших держав чи відповідних частин таких стандартів і актів законодавства;

– чинних галузевих нормативних документів.

5.9.7 Відповідність введеної в обіг, наданої на ринку або введеної в експлуатацію в Україні продукції вимогам усіх чинних технічних регламентів, які застосовуються до такої продукції, є обов'язковою.

Зразки продукції (процеси, методи, системи тощо), на які поширюється дія технічних регламентів і щодо яких відсутнє підтвердження відповідності вимогам цих регламентів, вводити в експлуатацію заборонено.

5.9.8 Наявні в експлуатації зразки продукції (процеси, методи, системи тощо), які не відповідають вимогам технічних регламентів, підлягають приведенню у відповідність до вимог технічних регламентів у визначений термін.

5.9.9 Відповідність продукції вимогам технічних регламентів може бути забезпечена шляхом застосування національних стандартів та/або технічних специфікацій, посилення на які містяться у відповідних технічних регламентах.

Оцінка відповідності продукції (процесів, методів, систем, персоналу тощо) встановленим вимогам здійснюється згідно з порядком, встановленим законодавством.

ЛІЦЕНЗУВАННЯ

5.9.10 Ліцензування є засіб державного регулювання провадження видів господарської діяльності, що підлягають ліцензуванню, спрямований на забезпечення реалізації єдиної державної політики у сфері ліцензування, захист економічних і соціальних інтересів держави, суспільства та окремих споживачів.

Закон України «Про ліцензування» регулює суспільні відносини у сфері ліцензування видів господарської діяльності, визначає виключний перелік видів господарської діяльності, що підлягають ліцензуванню, встановлює уніфікований порядок їх ліцензування, нагляд і контроль у сфері ліцензування, відповідальність за порушення законодавства у сфері ліцензування видів господарської діяльності.

Господарська діяльність з виробництва, передачі, розподілу електричної енергії та здійснення функцій оператора ринку провадиться на ринку електричної енергії за умови отримання відповідної ліцензії.

Ліцензії отримують в установленому Законом порядку.

5.9.11 Відповідно до Закону України «Про дозвільну діяльність у сфері використання ядерної енергії» в галузі використання ядерної енергії обов'язковому ліцензуванню підлягають:

- перевезення радіоактивних матеріалів;
- переробка, зберігання радіоактивних відходів;
- виробництво джерел іонізуючого випромінювання;
- використання джерел іонізуючого випромінювання;
- підготовка персоналу для експлуатації ядерної установки (відповідно до переліку посад і спеціальностей, затвердженого Кабінетом Міністрів України);
- підготовка, перепідготовка та підвищення кваліфікації спеціалістів з фізичного захисту ядерних установок, ядерних матеріалів, радіоактивних відходів, інших джерел іонізуючого випромінювання;
- діяльність персоналу, який безпосередньо здійснює управління реакторною установкою атомної електростанції (відповідно до переліку, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 08.11.2000 №1683);
- будівництво і введення в експлуатацію ядерної установки;
- будівництво сховища для захоронення радіоактивних відходів;
- експлуатація ядерної установки або сховища для захоронення радіоактивних відходів;
- зняття з експлуатації ядерної установки;
- закриття сховища для захоронення радіоактивних відходів.

Також ліцензуванню підлягають посадові особи експлуатуючої організації, до службових обов'язків яких належить здійснення організаційно-розпорядчих функцій, пов'язаних із забезпеченням ядерної та радіаційної безпеки:

- прийняття рішень про режим роботи ядерної установки;

- прийняття рішень про впровадження планів протиаварійного реагування;
- прийняття рішень про впровадження модернізації та модифікації систем, важливих для безпеки;
- допуск персоналу до безпосереднього управління реакторною установкою атомної електростанції;
- контроль за дотриманням вимог ядерної та радіаційної безпеки (внутрішній нагляд).

УПРАВЛІННЯ ЯКІСТЮ

5.9.12 Розроблення, введення в дію, підтримання і постійне поліпшення системи управління якістю повинно бути стратегічним напрямом в діяльності кожної організації, що здійснює ліцензовану діяльність в електроенергетиці.

Розроблення та введення в дію системи управління якістю виконують відповідно до ДСТУ ISO 9001.

5.9.13 Для організацій, що здійснюють проектування, будівництво, введення в експлуатацію, експлуатацію і зняття з експлуатації ядерних установок, чи здійснюють постачання продукції чи послуг у цій сфері, розроблення і введення в дію системи управління діяльністю згідно з НП 306.1.190 і НП 306.1.182 є обов'язковим.

5.9.14 В Україні обов'язковим є дотримання показників якості електропостачання, які характеризують рівень надійності (безперервності) електропостачання, комерційної якості надання послуг з передачі, розподілу та постачання електричної енергії відповідно до вимог:

- Закону України «Про ринок електричної енергії»;
- мережевих кодексів і правил ринку електричної енергії;
- Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання надання компенсацій споживачам за їх недотримання.

ГЛАВА 5.10 ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЄДНОСТІ ВИМІРЮВАНЬ

5.10.1 Відносини, що виникають в процесі провадження метрологічної діяльності, регулюються Законом України «Про метрологію та метрологічну діяльність», нормативно-правовими актами України у сфері метрології та метрологічної діяльності.

У разі якщо міжнародним договором України, згода на обов'язковість якого надана Верховною Радою України, встановлено інші правила, ніж ті, що передбачені законодавством України про метрологію та метрологічну діяльність, застосовуються правила міжнародного договору.

5.10.2 Метрологічна діяльність в електроенергетичній галузі здійснюється як у сфері, так і поза сферою законодавчо регульованої метрології.

Сферою законодавчо регульованої метрології є види діяльності, щодо яких з метою забезпечення єдності вимірювань та простежуваності здійснюється державне регулювання стосовно вимірювань, одиниць вимірювання та засобів вимірювальної техніки (далі – ЗВТ).

До сфери законодавчо регульованої метрології в електроенергетиці належать види діяльності, передбачені статтею 3 Закону України «Про метрологію та метрологічну діяльність»:

- забезпечення захисту життя та охорони здоров'я громадян;
- контроль стану навколишнього природного середовища;
- контроль безпеки умов праці;
- контроль безпеки дорожнього руху та технічного стану транспортних засобів;

– топографо-геодезичні, картографічні та гідрометеорологічні роботи, роботи із землеустрою;

– торговельно-комерційні операції та розрахунки між покупцем (споживачем) і продавцем (постачальником, виробником, виконавцем), постачання та/або споживання енергетичних ресурсів (електричної і теплової енергії, газу, води, нафтопродуктів тощо);

– роботи, пов'язані з визначенням параметрів будівель, споруд і території забудови.

Перелік категорій ЗВТ, призначених для застосування у сфері законодавчо регульованої метрології, визначено постановою Кабінету Міністрів України від 04.07.2015 № 374 «Про затвердження переліку категорій законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки, що підлягають періодичній повірці».

5.10.3 Забезпечення єдності вимірювань на об'єктах електроенергетики здійснюється метрологічними службами, до складу яких входять: метрологічна служба центрального органу виконавчої влади, метрологічні служби електроенергетичних підприємств та їх об'єднань.

Метрологічні служби в електроенергетиці організовують виконання усіх робіт щодо забезпечення єдності вимірювань відповідно до вимог Закону України «Про метрологію та метрологічну діяльність».

5.10.4 Структура метрологічної служби в електроенергетиці та її функціональні обов'язки повинні відповідати вимогам «Типового положення про метрологічні служби центральних органів виконавчої влади, інших державних органів, органів управління об'єднань підприємств, підприємств, установ та організацій, які виконують роботи у сфері законодавчо регульованої метрології», яке затверджене наказом Мінекономрозвитку від 23.12.2015 № 1747.

Метрологічна служба в електроенергетиці складається з:

– метрологічної служби головного метролога у центральному органі виконавчої влади (Міненерговугілля);

– метрологічних служб електроенергетичних підприємств.

Кожен з наведених вище підрозділів метрологічної служби здійснює свою діяльність згідно з положенням про метрологічну службу, розробленим та затвердженим відповідно до вимог чинних нормативно-правових актів з метрології.

Структуру і штатний розпис підрозділів метрологічної служби головного метролога у центральному органі виконавчої влади (Міненерговугілля), метрологічних служб електроенергетичних підприємств визначають їхні керівники з урахуванням завдань і вимог електроенергетичних підприємств.

5.10.5 Основними функціями метрологічних служб енергетичних підприємств є:

– здійснення аналізу стану вимірювань на всіх стадіях розроблення та виготовлення продукції (надання послуг);

– забезпечення єдності вимірювань на енергооб'єктах;

– узагальнення результатів аналізу та оцінки стану ЗВТ, їх ремонту і використання;

– визначення необхідної номенклатури ЗВТ та їх застосування з метою ефективного контролю технологічних процесів та характеристик готової продукції (послуги, що надається);

– надання методичної та практичної допомоги щодо розроблення і застосування нових ЗВТ;

– забезпечення зберігання еталонів, ЗВТ та допоміжних засобів повірки та калібрування ЗВТ;

– створення та застосування сучасних методів вимірювань та ЗВТ;

– розроблення методик повірки та калібрування ЗВТ поза сферою законодавчо регульованої метрології;

– участь у розробленні методів вимірювань і ЗВТ, створенні допоміжних

засобів повірки та калібрування ЗВТ, узгодження пропозицій щодо їх розроблення та випуску із зацікавленими органами;

– участь у розробленні стандартних зразків складу та властивостей речовин і матеріалів;

– проведення експертизи технічних завдань, проектної, конструкторської, технологічної документації, звітів про науково-дослідні роботи;

– розроблення та застосування стандартів та інших документів, що регламентують питання забезпечення єдності вимірювань;

– проведення моніторингу причин виготовлення неякісної продукції (надання неякісної послуги), що не відповідає метрологічним вимогам;

– організація проведення в установленому порядку повірки, калібрування і ремонту ЗВТ;

– установлення міжповірочних та міжкалібровочних інтервалів ЗВТ, що застосовуються поза сферою законодавчо регульованої метрології;

– взаємодія з науковими метрологічними центрами та державними підприємствами, які належать до сфери управління центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері метрології та метрологічної діяльності, та провадять метрологічну діяльність;

– проведення внутрішньої перевірки за дотриманням вимог Закону України «Про метрологію та метрологічну діяльність», технічних регламентів та інших нормативно-правових актів у сфері метрології та метрологічної діяльності на енергооб'єктах;

– організація і проведення робіт з підвищення кваліфікації, підготовки та перепідготовки метрологів та фахівців, що працюють у відповідних метрологічних службах.

5.10.6 Для виконання своїх функцій метрологічна служба повинна мати:

– персонал відповідної кваліфікації;

– приміщення відповідно до норм та вимог НД;

– технічне обладнання, необхідне для виконання робіт;

– нормативні та виробничі документи (методики повірки і ремонту ЗВТ, методики вимірювань тощо).

Приміщення, технічна оснащеність, документи, склад і кваліфікація персоналу повинні відповідати вимогам НД з метрології, методик вимірювань, експлуатаційних документів на ЗВТ та забезпечувати достовірність результатів метрологічних робіт.

Персонал, який виконує метрологічні роботи, повинен проходити підвищення кваліфікації не рідше 1 разу на 5 років.

5.10.7 Метрологічні служби мають право:

– залучати до виконання робіт із забезпечення єдності вимірювань інші структурні підрозділи;

– отримувати від керівників структурних підрозділів матеріали і відомості, необхідні для виконання своїх обов'язків;

– вимагати від керівників структурних підрозділів припинення порушень метрологічних вимог;

– бути представником (за дорученням керівництва) в інших організаціях і центральних органах виконавчої влади з питань, що належать до компетенції метрологічної служби;

– подавати керівництву пропозиції щодо впровадження сучасних методів вимірювань і ЗВТ.

5.10.8 Забезпечення єдності вимірювань здійснюється під час:

– ведення основного технологічного процесу щодо контролю параметрів технологічного та допоміжного обладнання, технічних матеріалів і засобів, виробничих, технологічних та робочих середовищ на відповідність проектним та технічним вимогам;

- виконання робіт із реконструкції та технічного переоснащення;
- здійснення технологічних випробувань;
- вимірювання енергетичних і матеріальних ресурсів;
- виконання технічного обслуговування;
- виконання планово-попереджувальних ремонтів (поточних, середніх та капітальних).

Забезпечення єдності вимірювань на *енергетичних підприємствах* засновано на:

- а) використанні допущених до застосування в Україні одиниць вимірювань фізичних величин;
- б) застосуванні ЗВТ, допущених до використання в Україні у встановленому порядку;
- в) своєчасному проведенні повірки та калібрування ЗВТ;
- г) застосуванні стандартних зразків складу і властивостей речовин і матеріалів, стандартних довідкових даних про фізичні константи і властивості речовин і матеріалів.

5.10.9 Метрологічна служба повинна забезпечувати проведення таких метрологічних робіт:

- організація повірки та калібрування законодавчо регульованих ЗВТ, що перебувають в експлуатації;
- повірка та калібрування ЗВТ, що перебувають в експлуатації і застосовуються поза сферою законодавчо регульованої метрології;
- метрологічна експертиза технічної документації;
- розробка та оцінка придатності до застосування методик вимірювань, що застосовуються поза сферою законодавчо регульованої метрології.

Об'єктами метрологічних робіт є:

- засоби вимірювальної техніки;
- методики вимірювань;
- методики повірки ЗВТ, що застосовуються поза сферою законодавчо регульованої метрології;
- проекти технічних завдань, нормативна, технічна, конструкторська, проектна та технологічна документація, звіти про науково-дослідні роботи.

5.10.10 Для виконання визначених цими Правилами функцій метрологічна служба (відповідні її підрозділи) повинна мати у своєму розпорядженні таку документацію:

- Закони України, технічні регламенти метрологічної системи України, нормативно-правові акти та НД, необхідні для виконання покладених функцій;
- графіки повірки та калібрування ЗВТ, які є в експлуатації, затверджені й складені відповідно до вимог НД з метрології;
- методики повірки та калібрування ЗВТ, що застосовуються поза сферою законодавчо регульованої метрології;
- експлуатаційну документацію на ЗВТ, випробувальне обладнання та допоміжне устаткування;
- перелік ЗВТ, переведених в індикатори;
- перелік ЗВТ, переведених на довгострокове зберігання;
- документи, які визначають систему зберігання інформації і результатів повірки (протоколи, робочі журнали тощо);
- методики вимірювань, затверджені в установленому порядку;
- графіки технічного обслуговування ЗВТ, затверджені в установленому порядку.

5.10.11 Забезпечення єдності вимірювань під час експлуатації енергетичного устаткування повинно бути передбачене узгодженими та затвердженими технічним завданням і проектом, які підтверджені висновками метрологічної експертизи,

та здійснюватися на усіх етапах створення, введення в експлуатацію, експлуатації і виведення з експлуатації енергооб'єкта.

Склад і зміст робіт з метрологічного забезпечення автоматизованих систем керування технологічними процесами (АСКТП) енергооб'єкта на усіх стадіях розроблення, впровадження та експлуатації АСКТП повинен відповідати вимогам НД з метрології.

У проектній документації повинні бути наведені такі дані:

- номенклатура основних параметрів, які підлягають контролю, необхідна точність їхніх вимірювань, типи ЗВТ та їхні метрологічні характеристики, методики вимірювань;

- перелік вимірювальних, керуючих та обчислювальних каналів з оцінкою їхніх метрологічних характеристик;

- номенклатура технологічних параметрів, які використовуються у технологічному циклі без оцінки значень з нормованою похибкою, типи ЗВТ для контролю таких параметрів (індикатори);

- номенклатура технологічних параметрів, що контролюються недоступними (що не вилучаються) ЗВТ, і правила експлуатації таких ЗВТ;

- номенклатура методик перевірки ЗВТ;

- технічні вимоги до виробничих приміщень та приміщень для обслуговування, ремонту, перевірки та зберігання ЗВТ;

- нормативи чисельності персоналу, який виконує роботи із забезпечення єдності вимірювань з наведенням його кваліфікаційних характеристик.

Робота з реконструкції або технічного переоснащення ЗВТ на енергетичному підприємстві повинна проводитися за обов'язкової участі метрологічної служби в частині вибору (погодження), монтажу та приймання в експлуатацію ЗВТ.

5.10.12 Оснащення енергетичних підприємств ЗВТ повинно відповідати проектній документації та чинним НД, що визначають вимоги до обсягу технологічних вимірювань.

5.10.13 Вибір ЗВТ та їхніх метрологічних характеристик повинен здійснюватися на стадії проектування на підставі проектних норм точності вимірювань технологічних параметрів і НД, які визначають вимоги до точності вимірювань технологічних параметрів.

Законодавчо регульовані ЗВТ до постачання повинні пройти оцінку відповідності вимогам технічних регламентів і бути занесені до реєстру затверджених типів ЗВТ, коли це передбачено відповідними технічними регламентами.

Для ЗВТ, що застосовуються поза сферою законодавчо регульованої метрології, оцінка відповідності проводиться на добровільних засадах. Такі ЗВТ повинні бути повірені або відкалібровані до їх постачання.

5.10.14 Типи ЗВТ, які ввозяться на територію України з-за кордону з метою їх експлуатації на енергооб'єктах, повинні бути узгоджені з МС.

За наявності відповідних міжнародних договорів України визнаються результати оцінки відповідності, перевірки та калібрування ЗВТ, проведених в інших державах.

5.10.15 Засоби вимірювальної техніки та інші технічні засоби, які застосовуються на АЕС, за своїми технічними характеристиками (параметрами живлення, захищеності від зовнішніх факторів впливу тощо) повинні відповідати вимогам проекту і чинним нормам та правилам в атомній енергетиці.

5.10.16 У програмах пусконаладжувальних робіт на енергооб'єктах повинні бути передбачені заходи, пов'язані з перевіркою ЗВТ, вимірювальних каналів (ВК) вимірювальних інформаційних систем (ВІС) та АСКТП.

5.10.17 Вимірювальні канали ВІС та АСКТП повинні бути (в залежності від сфери застосування) повірені відповідно до вимог НД з метрології.

Застосування у роботі ЗВТ, які не пройшли повірку (у тому числі тих, що входять до складу ВІС та АСКТП), заборонено.

Примітка. Засоби вимірювальної техніки, які застосовуються у складі ВК ВІС та АСКТП, можуть окремо не повірятися, якщо це передбачено методиками повірки ВК зазначених систем.

5.10.18 Законодавчо регульовані ЗВТ мають проходити періодичну повірку в процесі експлуатації відповідно до графіків.

Повірка законодавчо регульованих ЗВТ проводиться організаціями, уповноваженими в установленому порядку на право проведення такої повірки.

Міжповірочні інтервали таких ЗВТ затверджені наказом Міністерства економічного розвитку і торгівлі України.

Порядок проведення повірки законодавчо регульованих ЗВТ, що перебувають в експлуатації, та оформлення її результатів встановлено «Порядком проведення повірки законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки, що перебувають в експлуатації, та оформлення її результатів», затвердженим наказом Міністерства економічного розвитку і торгівлі України від 08.02.2016 № 193.

5.10.19 Засоби вимірювальної техніки (за винятком індикаторів і учбових), результати вимірювань яких використовують для контролю за надійною та економічною роботою устаткування, під час проведення налагоджувальних, ремонтних та інших робіт, що не віднесені до законодавчо регульованих, підлягають повірці (калібруванню) на добровільних засадах.

Необхідність та періодичність проведення повірки (калібрування) визначається метрологічною службою за погодженням з технологічними підрозділами та затверджується технічним керівником енергетичного підприємства. Для АЕС повірка ЗВТ обов'язкова.

5.10.20 Повірка, калібрування або підтвердження та визначення метрологічних характеристик ЗВТ, які не застосовуються у сфері законодавчо регульованої метрології та перебувають в експлуатації, проводиться метрологічною службою або іншими організаціями, що мають право на виконання таких робіт.

Повірка, калібрування ЗВТ проводиться згідно з графіками, які затверджуються технічним керівником енергетичного підприємства.

Результати повірки, калібрування ЗВТ оформлюють відповідно до методики повірки, калібрування.

Еталони, які застосовуються для повірки та калібрування ЗВТ, повинні мати документально підтверджену простежуваність.

5.10.21 Усі ЗВТ, у тому числі які є в резерві, повинні бути в справному стані та постійній готовності до виконання вимірювань, повірені чи відкалібровані через встановлені інтервали.

Періодичність повірки ЗВТ, вмонтованих у технологічне устаткування, повинна відповідати міжремонтному інтервалу цього устаткування.

У технічно обґрунтованих випадках допускається збільшення встановленого раніше міжповірочного інтервалу для ЗВТ, які встановлені на діючому устаткуванні, термін виведення якого в ремонт продовжений. Дозпускається експлуатація таких ЗВТ, строк міжповірочного інтервалу яких скінчився, до виводу цього устаткування в ремонт. Подовження міжповірочного інтервалу законодавчо регульованих ЗВТ повинно бути погоджено з органом, який відповідає за метрологічний нагляд за законодавчо регульованими ЗВТ, що перебувають в експлуатації.

Дозпускається проведення вибіркової повірки або калібрування ЗВТ, якщо це передбачене методикою повірки, калібрування (порядок оформлення результатів повинен бути наведений у методиці повірки чи калібрування).

Дозвіл на експлуатацію зазначених у 5.10.21 ЗВТ оформлюють у встановленому на енергетичному підприємстві порядку.

5.10.22 ЗВТ які не використовуються у виробничій діяльності (переведені у склад недіючих) або знаходяться на зберіганні, періодичній повірці або калібруванню не підлягають. Такі ЗВТ на час зберігання повинні бути промарковані видимими позначками.

ЗВТ, які знаходяться на зберіганні, підлягають обліку.

Перелік ЗВТ, які не використовуються у виробничій діяльності та знаходяться на зберіганні, складається відповідальною особою суб'єкта господарювання, якому належать такі ЗВТ, з обов'язковим погодженням з головним метрологом метрологічної служби.

ЗВТ, які зберігають та не використовують, підлягають позачерговій повірці безпосередньо перед уведенням в експлуатацію.

5.10.23 Засоби вимірювальної техніки, що застосовуються для спостереження за змінами фізичних величин без оцінювання їхніх значень з нормованою похибкою (як індикатори) та для навчальних цілей на тренажерах енергоблоків ТЕС і АЕС, навчальних лабораторних стендах, а також як наочні посібники, повірці та калібруванню не підлягають. На такі ЗВТ та їхні експлуатаційні документи повинне бути нанесене відповідне маркування. Користувач забезпечує їхню справність в установленому на енергооб'єкті порядку.

Порядок віднесення ЗВТ до індикаторів та складання їхнього переліку визначається метрологічною службою на підставі проектної та технічної документації.

5.10.24 Технічне обслуговування та ремонт ЗВТ, що застосовуються під час вимірювань, потрібно виконувати згідно з експлуатаційною документацією в порядку, установленому на енергооб'єкті.

ЗВТ, які визнано непридатними до застосування, підлягають ремонту або заміні. Після ремонту необхідно проводити повірку або калібрування ЗВТ. Результати повірки чи калібрування оформлюють відповідно до методик.

У разі неможливості виконання повірки не віднесених до законодавчо регульованих ЗВТ силами метрологічної служби енергетичного підприємства, роботи повинні виконуватись фахівцями науково-метрологічних центрів, метрологічних центрів або повірочних лабораторій, уповноважених в установленому порядку на проведення повірки ЗВТ, що перебувають в експлуатації та застосовуються у законодавчо регульованій метрології.

5.10.25 Оперативне обслуговування ЗВТ повинен вести оперативно-виробничий персонал підрозділів, призначений рішенням керівництва енергетичного підприємства.

5.10.26 Встановлення і демонтаж звужувальних та інших пристроїв для вимірювання витрат, захисних гільз давачів вимірювання температури, поверхневих термопар, температурних давачів без захисних гільз повинен виконувати персонал, який ремонтує технологічне устаткування, а приймання – підрозділ, який експлуатує ЗВТ за участі метрологічної служби.

5.10.27 Під час експлуатації ЗВТ та інших технічних засобів на енергетичному підприємстві повинна зберігатись і аналізуватись інформація про їхні відмови протягом не менше 5 років.

5.10.28 Персонал, що обслуговує устаткування, на якому встановлені ЗВТ, несе відповідальність за дотримання умов експлуатації, їхнє збереження і чистоту зовнішніх елементів.

5.10.29 Вимірювання основних технологічних параметрів на енергетичному підприємстві повинні проводитись згідно з експлуатаційною документацією. У разі необхідності підрозділи метрологічної служби розробляють методики вимірювань, що регламентують вимоги до мети, об'єктів, умов, методів, засобів, алгоритмів вимірювань і контролю величин, які впливають на результати вимірювань.

5.10.30 Метрологічна експертиза технічних завдань, технічної та проектної документації в електроенергетиці повинна виконуватися згідно з вимогами нормативно-правових актів, національних стандартів і галузевих документів з метрології метрологічної служби організації-розробника або інших спеціалізованих організацій за участю відповідних підрозділів метрологічної служби електроенергетичної галузі.

5.10.31 З метою перевірки додержання суб'єктами господарювання вимог Закону України «Про метрологію та метрологічну діяльність», технічних регламентів та інших нормативно-правових актів у сфері метрології та метрологічної діяльності центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері метрологічного нагляду, здійснюється метрологічний нагляд.

На енергетичному підприємстві видами метрологічного нагляду є:

- державний ринковий нагляд за відповідністю законодавчо регульованих ЗВТ вимогам технічних регламентів;
- метрологічний нагляд за законодавчо регульованими ЗВТ, що перебувають в експлуатації.

Під час метрологічного нагляду за законодавчо регульованими ЗВТ, що перебувають в експлуатації, проводиться перевірка:

- стану та дотримання правил застосування ЗВТ;
- додержання вимог до періодичної повірки ЗВТ;
- застосування дозволених одиниць вимірювання під час експлуатації ЗВТ.

ГЛАВА 5.11 АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ

ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

5.11.1 Енергооб'єкти повинні бути оснащені автоматизованими і автоматичними системами (далі – АС), які забезпечували б автоматизацію процесів виробництва, транспортування і розподілу енергії з урахуванням таких особливостей цих процесів:

- великої швидкості протікання ядерних і електродинамічних процесів та неможливості управління ними оперативним персоналом;
- неможливості складування готової продукції, що вимагає виробництва електроенергії у точній відповідності зі споживанням;
- необхідності забезпечення стійкої паралельної роботи энергооб'єктів в ОЕС України і з енергосистемами інших країн;
- необхідності забезпечення ядерної, радіаційної і екологічної безпеки під час експлуатації энергооб'єктів тощо.

Ці особливості процесів виробництва, транспортування і розподілу енергії вимагають єдиного підходу до АС энергооб'єктів.

5.11.2 Наведені нижче вимоги у повному обсязі поширюються на АС энергооб'єктів, які на момент набрання чинності цими Правилами ще не введені в експлуатацію. Експлуатація раніше введених АС повинна здійснюватись згідно з Правилами, а їх обсяг і технічні характеристики повинні поступово (шляхом реконструкції і технічного переоснащення) доводитись до вимог Правил.

Більш детальні вимоги до АС, важливих для безпеки АЕС, наведені в НП 306.2.202.

Автоматизовані системи енергооб'єктів для забезпечення надійності та стійкості ОЕС України повинні відповідати встановленим у ній технічним вимогам.

5.11.3 Необхідність, терміни і обсяг приведення діючих на енергооб'єктах АС у відповідність з Правилами і чинними НД у кожному конкретному випадку визначає, обґрунтовує і встановлює керівник енергооб'єкта або керівник енергокомпанії, до складу якої входить енергооб'єкт, виходячи з виробничої економічної доцільності, з урахуванням таких основних обставин:

- рішення з цього питання органу державного регулювання і нагляду або вищого адміністративного органу;
- вимог щодо надійності і маневреності енергооб'єкта, у тому числі ступеня його участі в регулюванні системних параметрів;
- матеріального (вичерпання встановленого терміну служби, ресурсу) і морального зношення технічних засобів існуючих АС;
- потужності (продуктивності) устаткування, швидкості протікання технологічного процесу, складності управління технологічним процесом;
- енергонапруженості елементів устаткування і вимог точності підтримання параметрів;
- досягнутого технічного рівня досконалості і надійності технічних і програмних засобів, з урахуванням раціонального використання наявних типових проектних рішень, пакетів прикладних програм і можливостей технічних засобів;
- підготовленості до автоматизації технологічного устаткування.

5.11.4 Приведення діючих на енергооб'єктах АС у відповідність до вимог Правил шляхом реконструкції і технічного переоснащення повинні проводитись за багаторічними і річними планами відповідно до вимог глави 5.6 цих Правил, в тому числі за планом підвищення надійності і стійкості.

5.11.5 У випадках, коли це передбачено чинним законодавством або НД, прийняті керівництвом енергооб'єкту (енергокомпанії, до складу якої входить енергооб'єкт) рішення, а також плани реконструкції і технічного переоснащення АС для приведення їх у відповідність до вимог Правил, повинні бути узгоджені з галузевим органом, визначеним Міненерговугілля або відповідними органами державного регулювання і нагляду.

ВИМОГИ ДО СТРУКТУРИ, ФУНКЦІЙ ТА ЗАДАЧ АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМ

5.11.6 Автоматизовані системи повинні забезпечити вирішення інформаційних і/або керуючих задач виробничо-технологічного, оперативно-диспетчерського й організаційно-економічного управління виробництвом, транспортуванням і розподілом енергії.

Вирішення цих задач покладаються на такі АС, що відрізняються функціональним призначенням:

- автоматизованої системи диспетчерського управління (АСДУ);
- автоматизованої системи керування технологічними процесами (АСКТП);
- автоматизованої системи керування виробництвом (АКУВ);
- комплексної автоматизованої системи управління (КАСУ). Автоматизована система диспетчерського управління є інтегрованою АС, яка забезпечує автоматизацію управління оперативно-диспетчерської діяльності.

В склад АС входять підсистеми, а саме:

- вимірювальні інформаційні системи (ВІС);
- інформаційно-обчислювальні системи (ІОС);

- системи сигналізації (СС);
- системи захистів і блокувань (СЗіБ);
- автоматичні системи регулювання (АСР);
- системи логічного керування (СЛК);
- системи контролю і діагностики (СКіД).

При цьому ВІС, ІОС і СС повинні здійснювати збирання і надання користувачу вимірювальної та іншої інформації (відомостей) про устаткування і процеси. Крім перелічених функцій, ІОС повинна здійснювати опрацювання і, за необхідності, реєстрацію цієї інформації, а СС – світлове і/або звукове повідомлення персоналу про зміну сигналів, параметрів, команд.

Крім збирання і опрацювання інформації СЗіБ, АСР і СЛК повинні формувати і видавати керуючі дії на об'єкт управління для підтримання параметрів, що характеризують його функціонування, в експлуатаційні межах або для приведення об'єкта управління в безпечний стан.

Крім збирання і опрацювання інформації СЗіБ, АСР і СЛУ повинні і видавати керуючі дії на об'єкт управління для підтримання параметрів, що характеризують його функціонування, в експлуатаційних межах або для приведення об'єкта управління в безпечний стан.

5.11.7 Автоматизовані системи можуть функціонувати як самостійні системи у вигляді:

- автоматизованої системи диспетчерського управління (АСДУ);
- автоматизованої системи керування технологічними процесами (АСКТП);
- автоматизованої системи управління виробництвом (АСУВ);
- комплексної автоматизованої системи управління (КАСУ).

Автоматизація керування виробничо-технологічною діяльністю з виробництва електричної і теплової енергії повинна здійснюватися за допомогою інтегрованих АСКТП, в яких відповідні інформаційні і керуючі АС функціонують як підсистеми.

Задачі організаційно-економічного управління вирішуються інтегрованою АСУВ, в якій АС окремих функцій управління виробництвом функціонують як підсистеми.

Найбільший ефект від автоматизації створюють КАСУ енергооб'єктів, які забезпечують комплексну автоматизацію функцій управління виробничо-технологічною, оперативно-диспетчерською і організаційно-економічною діяльністю.

5.11.8 На енергооб'єктах АСКТП впроваджуються та експлуатуються з різним функціональним призначенням. Це АСКТП енергоблоків (для електростанцій з блочною компоновкою), котлів і турбогенераторів (для електростанцій з поперечними зв'язками), відкритих і закритих розподільчих установок, приєднань, станційних власних потреб, станційних технологічних систем (хімводоочистка, паливоподача, циркуляційне водопостачання, теплофікаційні установки тощо).

АСКТП енергооб'єкта об'єднує в єдину автоматизовану систему окремі складові, забезпечуючи можливість управління енергооб'єктом як єдиним технологічним комплексом.

5.11.9 АСКТП повинні бути розподіленими, багатофункціональними, вільно програмованими автоматизованими системами, розрахованими на довготривале безперервне функціонування в реальному масштабі часу, що реалізують необхідні функції збирання, оброблення і представлення інформації, а також функції управління, регулювання, захисту, блокування і сигналізації.

АСКТП повинні створюватися як єдині системи інформації і управління на основі передових системотехнічних принципів і, як правило, на базі єдиного програмно-технічного комплексу (ПТК). У тих випадках, коли АСКТП створюється на різнотипних технічних і програмних засобах, вони повинні бути настільки сумісні між собою в частині обміну інформацією і програмного забезпечення, наскільки це необхідно

для створення єдиної інтегрованої АСКТП.

За такого підходу забезпечується не тільки підвищення економічності, надійності і безпеки виробництва, передачі і постачання споживачам енергії, але і зниження матеріальних ресурсів, енергоспоживання, трудозатрат на монтаж і налагодження, істотне зменшення чисельності персоналу для обслуговування АСКТП.

Водночас АСКТП повинна бути надійною, простою і зручною в експлуатації.

5.11.10 Структура і технічні властивості АСКТП повинні унеможливити втрату управління устаткуванням з причин пожежі, відмов електроживлення, вентиляції та інших загальних причин і забезпечувати безаварійний зупин устаткування.

Технічні несправності АСКТП і її окремих елементів не повинні призводити до порушення працездатності пристроїв РЗА і ПА.

5.11.11 АСКТП є багаторівневою системою, побудованою за ієрархічним принципом відповідно до технологічної структури та особливостей об'єкта управління з використанням принципу «розподілу інтелекту».

Кількість рівнів АСКТП, а також розподіл функцій і задач між ними, залежить від структури комплексу технічних і програмних засобів, на базі якого створюється АСКТП. У більшості випадків таких рівнів два: верхній і нижній.

В АСКТП установок та систем на нижньому рівні здійснюється, як правило, збирання інформації, опрацювання певної частини алгоритмів інформації і управління, формування і видача сигналів управління. На верхньому рівні обробляється решта алгоритмів інформації і управління, забезпечуючи в комплексі з нижнім рівнем виконання усіх функцій АСКТП. Через верхній рівень здійснюється також інтерфейс персоналу з АСКТП.

В АСКТП енергооб'єкта нижнім рівнем є АСКТП установок та систем, а верхнім – енергооб'єктовий (на електростанціях – станційний, на підстанціях – підстанційний тощо).

При цьому АСКТП енергооб'єкта забезпечує виконання функцій і вирішення задач, інформаційна база яких формується на підставі інформації від різних установок та систем (приєднань) і з рівня енергосистеми, а також тих задач, керуючі дії яких реалізуються на декількох установках та системах (приєднаннях) енергооб'єкта або за його межами. АСКТП установок та систем повинні забезпечити функціонування цих структурних одиниць енергооб'єкта згідно з завданнями (критеріями, уставками) верхнього рівня АСКТП енергооб'єкта в нормальних і аварійних режимах роботи. У випадку відсутності зв'язку АСКТП установок та систем з верхнім рівнем, вона, а також та частина АСКТП енергооб'єкта, що зберегла зв'язки з іншими АСКТП установок та систем, повинні забезпечити виконання тих функцій і задач, для яких існує необхідна інформаційна база і виконавчі механізми для реалізації керуючих дій.

У підсистемах (системах) електричної частини АСКТП енергооб'єкта нижній рівень повинні утворювати мікропроцесорні пристрої управління, РЗА, регулювання, вимірювань та моніторингу, що забезпечують контроль, управління і захист кожного з елементів основного електричного устаткування і кожного приєднання, об'єднаних системотвірною мережею (магістраллю).

Рекомендовані переліки задач, що реалізуються на кожному рівні управління, наведені нижче.

5.11.12 Під час експлуатації АСКТП установок та систем вирішуються такі задачі:

– вимірювання параметрів, приймання, опрацювання й представлення персоналу в зручному для сприйняття й прийняття рішень вигляді достатньої, достовірної і своєчасної інформації про хід технологічного процесу і стан устаткування;

– управління устаткуванням, у тому числі автоматична підтримка параметрів у межах, обумовлених проектом або заданих оперативним персоналом, а також виконання комплексів дискретних керуючих дій регульовальними органами для приведення параметрів в експлуатаційні або задані межі у нормальних, передаварійних, перехідних і післяаварійних режимах роботи (дистанційне і програмно-логічне управління, а для АЕС, крім того, – управління системами забезпечення безпеки);

– автоматизація пусків і зупинів енергоблоків і гідроагрегатів;

– автоматизація зміни режиму роботи гідроагрегатів (переведення із режиму синхронного компенсатора в генераторний і навпаки, а для гідроагрегатів, що працюють і в зворотному напрямку, – переведення з генераторного режиму в помповий і навпаки);

– релейний захист і автоматика основного електричного устаткування енергоблоку або агрегату (генератора, блочного трансформатора, робочого і резервного трансформаторів власних потреб (ВП) і випрямного трансформатора);

– приведення устаткування і його агрегатів у безпечний стан системами технологічного захисту шляхом зниження навантаження або зупину, якщо виникла аварійна ситуація (відхилення параметрів за допустимі межі);

– синхронізація блока генератор-трансформатор або генератора з електромережею;

– реєстрація проходження технологічного процесу, контрольованих параметрів і параметрів, що відхилились від заданого значення;

– розпізнавання і реєстрація передаварійних, аварійних і післяаварійних подій і ситуацій, процесів, а також виявлення першопричин аварій і спрацьовування захистів;

– розрахунок ТЕП роботи агрегату;

– діагностика стану устаткування, діагностика і опробування комплексу засобів автоматики (КЗА);

– оповіщення оперативного персоналу за допомогою світлового і, у разі необхідності, звукового сигналів, а також у вигляді повідомлень на терміналах оперативного контуру управління про порушення нормальної експлуатації устаткування (попереджувальна сигналізація), а також про порушення меж і/або умов безпечної експлуатації (аварійна сигналізація);

– оперативне представлення персоналу узагальненої інформації про поточний стан устаткування й інформаційна підтримка персоналу для забезпечення правильності операторської діяльності в аварійних ситуаціях;

– обмін достовірною технологічною і техніко-економічною інформацією про роботу технологічного об'єкта управління із суміжними системами і верхнім рівнем ієрархічного управління.

5.11.13 В АСКТП приєднань, підстанцій і розподільчих установок енергооб'єктів (ВРУ, ЗРУ, ГРУ, РУ ВП) реалізуються функції:

– релейного захисту і лінійної автоматики приєднання;

– протиаварійної автоматики приєднання;

– зміни налаштування групи уставок РЗА і ПА у разі зміни режиму роботи устаткування, енергосистеми або ділянки мережі;

– управління комутаційними апаратами і регуляторами в межах приєднання;

– реєстрації аварійних параметрів приєднання;

– реєстрації функціонування устаткування, пристроїв управління і захистів приєднання;

– визначення місця пошкодження на високовольтних лініях;

– контролю стану устаткування приєднання;

– обліку електроенергії приєднання;

– поточних вимірювань електричних та інших параметрів приєднання для організації контролю на об'єкті і формування даних для телевимірювань;

- блокування неправильних операцій управління в межах комірки;
- виведення з роботи МП пристроїв РЗА і ПА у разі їх несправності;
- автоматичної синхронізації часу всіх підключених до АСКТП пристроїв;
- автоматизованого ведення оперативної документації.

5.11.14 В АСКТП технологічних комплексів енергооб'єктів реалізують такі функції:

- підготування і передача на запит енергооб'єктового рівня оперативної, діагностичної і організаційно-економічної інформації;
- оперативне управління агрегатами і комплексом у цілому;
- автоматична сигналізація несправностей;
- контроль і відображення найважливіших параметрів;
- реєстрація найважливіших параметрів тощо.

У циркуляційній системі, крім того, реалізується функція формування каналів управління для відпрацювання завдань з розподілу циркуляційної води, розрахованих станційним рівнем АСКТП.

5.11.15 Під час експлуатації АСКТП енергооб'єкта, як правило, повинні вирішуватися такі задачі:

- приймання і опрацювання інформації про роботу станційного (підстанційного) устаткування;
- обмін інформацією з нижнім рівнем управління (з АСКТП установок та систем);
- обмін інформацією між підсистемами нижнього рівня (між АСКТП енергоблоків, установок та систем, технологічних комплексів тощо);
- обмін інформацією між рівнями приєднань підстанцій і розподільчих установок, що не мають підсистем АСКТП;
- обмін інформацією з АСДУ і іншими об'єктами (диспетчерськими пунктами, центрами протиаварійного управління тощо). Обсяг і характер інформації обміну повинні відповідати керівним вказівкам щодо вибору обсягів інформації, проектування систем збирання і передавання інформації в енергосистемах;
- оперативний контроль і оперативне управління елементами головної схеми електричних з'єднань, схеми ВП енергооб'єкта і його технологічних комплексів;
- регулювання активної і реактивної потужності, у тому числі участь у регулюванні частоти і потужності ЕЕС, у регулюванні й обмеженні перетоків потужності в ній;
- вибір регульовальних засобів і регулювання напруги у вузлах ЕЕС, що примикають до енергооб'єкта;
- регулювання напруги ВП;
- захист від пошкоджень станційного (підстанційного) електроустаткування (систем збірних шин, трансформаторів і автотрансформаторів зв'язку);
- протиаварійне управління (запобігання й обмеження розвитку аварійних процесів на енергооб'єкті шляхом дії його протиаварійної автоматики та відпрацювання дій системної протиаварійної автоматики, а в деяких випадках і відпрацювання дій протиаварійної автоматики регіону);
- розподіл завдань (сигналів) протиаварійного управління в межах енергооб'єкта;
- зміна налаштування групи уставок РЗА і ПА у разі зміни режиму роботи ЕЕС або ділянки мережі;
- синхронізація генераторів з електромережею;
- розрахунок і реалізація завдань з розподілу циркуляційної води;
- технологічна, попереджувальна й аварійна сигналізація станційного (підстанційного) устаткування;
- реєстрація аварійних ситуацій і процесів (параметрів і подій) енергооб'єкта;
- автоматичне формування на усі рівні оперативної ієрархії експрес-інформації про вид і місце пошкодження в електричній мережі, у складі пристроїв РЗА, що спрацювали і вимикачів, що вимкнулись;

- облік виробленої, відпущеної і спожитої на ВП електроенергії;
- контроль якості електроенергії;
- облік теплової енергії;
- розрахунок ТЕП роботи енергооб'єкта;
- контроль стану гідроспоруд;
- екологічний контроль;
- контроль радіаційної обстановки (для АЕС);
- контроль і оптимізація водноенергетичних режимів (для ГЕС);
- опрацювання, у тому числі визначення параметрів, інформації про роботу устаткування;
- діагностика стану і розрахунок ресурсів устаткування і діагностика КЗА;
- облік накладених заземлень у схемах електричних з'єднань енергооб'єкта;
- оформлення бланків оперативних перемикачів;
- автоматичне блокування неправильних операцій оперативного персоналу під час оперативних перемикачів у схемах електричних з'єднань;
- складання заявок на виведення устаткування в ремонт;
- документування, зберігання й надання ретроспективної інформації;
- аналіз аварійних ситуацій і процесів;
- накопичення й аналіз статистичних даних про роботу основного і допоміжного устаткування енергооб'єкта і КЗА;
- представлення нормативно-довідкової інформації;
- виведення з роботи МП пристроїв РЗА і ПА у разі їх несправності;
- автоматичної синхронізації часу всіх підключених до АСКТП пристроїв;
- автоматизованого ведення оперативної документації.

5.11.16 Типовий перелік задач, які вирішуються АСДУ, містить:

- довготермінове і короткотермінове планування режимів роботи ЕЕС;
- оперативне управління нормальними режимами роботи ЕЕС, електростанцій, енергоблоків і підстанцій;
- контроль навантаження електростанцій, споживаної потужності ЕЕС, постачальними енергокомпаніями і підприємствами електромереж;
- ретроспективний аналіз аварійних ситуацій;
- автоматичний контроль оперативних перемикачів;
- автоматичне ведення оперативної документації.

5.11.17 Для кожного рівня АСКТП повинні передбачатися пости управління, які є робочими місцями оперативного персоналу. Загальна концепція управління повинна орієнтуватися на скорочення числа постів управління та їх оптимізацію щодо розміщення засобів інформації, управління і зв'язку.

Пости управління передбачаються для кожного рівня АСКТП ОЕС України, енергооб'єкта, установок та систем з постійним перебуванням персоналу, а також ті, що обслуговуються періодично або в певних аварійних ситуаціях.

Для блочних електростанцій основним постом управління є блочний щит управління (БЩУ), призначений для централізованого управління основним технологічним і електричним устаткуванням енергоблоку під час пуску, нормальної роботи, планових і аварійних зупинів (включаючи розхолодження), а також під час ліквідації аварійних ситуацій.

Для ГЕС, ВЕС, ФЕС і підстанцій основним постом управління є головний щит управління (ГЩК), а для ТЕС і АЕС – центральний щит управління (ЦЩК).

На ГЕС, крім ГЩК, повинні передбачатись також агрегатні щити управління (АЩК) для управління основним і допоміжним устаткуванням гідроагрегатів у нестандартних режимах його роботи, наприклад, під час випробувань, несправностях системи контролю і управління з ГЩК.

Кожний енергоблок АЕС, крім БЩУ, повинен мати резервний щит управління (РЩУ), призначений для аварійного зупину, аварійного розхолодження енергоблоку й організації відведення залишкових тепловиділень із забезпеченням ядерної

і радіаційної безпеки, якщо з будь-яких причин цього не можна зробити з БЩУ.

Оперативне управління енергооб'єктом загалом повинно здійснюватися з ЦЩУ (ГЩУ).

5.11.18 Оптимальна організація виконання персоналом функціональних обов'язків досягається тоді, коли пост управління реалізовано у вигляді автоматизованого робочого місця (АРМ). Залежно від кількості персоналу на посту управління, може бути організоване одне або декілька АРМ. Наприклад, на БЩУ може бути організовано три АРМ – персоналу, що керує котельним устаткуванням, турбінним устаткуванням і начальника зміни енергоблоку; на ЦЩУ (ГЩУ) – два АРМ: начальника зміни електричного цеху та персоналу, що керує електроустаткуванням. АРМ повинні оснащатись програмно-технічними, організаційними і технологічними засобами, які забезпечували б виконання персоналом функціональних обов'язків на даному робочому місці.

5.11.19 Крім АРМ оперативного персоналу, що здійснює управління технологічним устаткуванням, повинні бути організовані:

- АРМ персоналу, що здійснює обслуговування АС;
- АРМ начальника зміни підрозділу, що здійснює обслуговування АС;
- АРМ інструментальної (інженерної) системи АС;
- АРМ персоналу, що обслуговує РЗА тощо;
- АРМ персоналу, який використовує базу даних АС (АРМ підрозділу, що

здійснює контроль техніко-економічних показників енергооб'єкта і складає звітні документи);

– АРМ персоналу підрозділу, що здійснює контроль за роботою устаткування, його ресурсом і планує ремонти, технічне обслуговування, реконструкції і технічне переоснащення.

Кількість і функціональне призначення АРМ визначається проектом або керівництвом енергооб'єкта з урахуванням таких основних обставин:

- рішення з цього питання органу державного регулювання і нагляду або/і вищого адміністративного органу;
- обсягу функцій і задач, а також інтенсивності праці на даному робочому місці;
- досягнутого технічного рівня досконалості і надійності технічних і програмних засобів, наявності раціональних типових проектних рішень, пакетів прикладних програм і можливостей технічних засобів;
- підготовленості до автоматизації робочого місця.

5.11.20 Технічні характеристики функцій, реалізованих АСКТП (алгоритми, швидкодія, точність, надійність тощо), повинні відповідати проекту і вимогам чинних НД:

- АСКТП ТЕС станційного рівня – ГKD 34.35.506;
- захисти й автоматика електричного устаткування – керівним вказівкам з релейного захисту й автоматики відповідного виду електричного устаткування та ПУЕ;
- реєстрації аварійних ситуацій і процесів електричної частини енергооб'єкта – «Узагальненим технічним вимогам до цифрових реєстраторів аварійних ситуацій на об'єктах України», затверджених ДП «НЕК «Укренерго» 1 грудня 1997 р.;
- передачі аварійної інформації електричної частини енергооб'єкта на верхні рівні оперативно-диспетчерського управління – «Узагальненим технічним вимогам до системи передачі аварійної інформації на верхні рівні оперативно-диспетчерського управління», затверджених ДП «НЕК «Укренерго» 1 грудня 1997 р.;
- технологічне устаткування енергоблоку – ГKD 34.35.101.

5.11.21 За допомогою АСУВ повинні вирішуватись такі типові комплекси задач організаційно-економічного управління:

- техніко-економічне планування;
- енергоремонт;
- збут електричної і теплової енергії;
- розвиток енерговиробництва;
- якість продукції, стандартизація і метрологія;
- матеріально-технічне постачання;
- паливопостачання;
- транспорт і перевезення;
- кадри;
- підготовка персоналу;
- бухгалтерський облік.

До впровадження АСУВ перелічені задачі повинні вирішуватись за допомогою відповідних АРМ.

5.11.22 З метою зменшення затрат на всіх етапах розвитку АС, їх структура від початку повинна бути повнофункціональною. Тобто, необхідно заздалегідь передбачати всі складові елементи АС, черговість їхньої реалізації, обсяг функцій і задач кожного етапу, які на подальших етапах розвитку системи забезпечать створення повнофункціональної інтегрованої АСКТП.

ВИМОГИ ДО КОМПЛЕКСУ ТЕХНІЧНИХ І ПРОГРАМНИХ ЗАСОБІВ АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМ

5.11.23 Комплекс технічних засобів (КТЗ) АС повинен бути достатнім для реалізації всіх передбачених проектом функцій АС і за своїми технічними характеристиками (обсягами оперативної, постійної і енергонезалежної пам'яті, швидкодією, обчислювальними ресурсами, параметрами живлення, електромагнітною сумісністю й іншими зовнішніми чинниками, резервами тощо) повинен відповідати вимогам проекту і чинним НД.

Характеристики технічних засобів АС повинні забезпечувати взаємозамінність однойменних виробів (пристроїв) і сумісність із пристроями суміжних систем, виконаних на іншій елементній базі.

Ресурс КТЗ установлюється його розробником і може бути продовжений в установленому порядку згідно з чинними НД.

5.11.24 До складу КТЗ АС повинні входити:

- локальні засоби управління, захисту, автоматики, блокування, регуляторів;
- засоби збору і передачі інформації, диспетчерського і технологічного управління (давачі аналогової, дискретної і кодо-імпульсної інформації, вторинні перетворювачі, суматори, розгалужувачі інформації, нормуючі перетворювачі, канали зв'язку, модеми, пристрої телемеханіки, апаратура передачі даних тощо);
- засоби опрацювання й представлення інформації персоналу енергооб'єкта (засоби обчислювальної техніки, аналогові і цифрові прилади, дисплеї, пристрої друку тощо);
- засоби управління на постах управління (функціональна клавіатура тощо);
- обчислювальні засоби, що забезпечують виконання функцій АС;
- виконавчі механізми з пристроями управління (контролери, виконавчі автомати, електротехнічна апаратура, комутаційна апаратура, реле, підсилювачі потужності тощо);
- системоутворюючі мережі АС;
- вмонтовані або виносні пристрої зв'язку з об'єктом (ПЗО) і контролери зв'язку з мережами;
- засоби, що забезпечують реконфігурацію і діагностику АС, копіювання та зберігання інформації;

- допоміжні системи (єдиного часу, корекції астрономічного часу, безперебійного електроживлення, кондиціонування повітря, автоматичного пожежогасіння тощо);

- кабелі зв'язку з об'єктами контролю і управління, а також внутрішньосистемні кабелі зв'язку і волоконно-оптичні лінії зв'язку (ВОЛЗ) із пристроями для приймання, передавання і вузлами стикування;

- різноманітні вузли і блоки (шафи, панелі, стійки, касети й інші конструктиви для розміщення елементів КТЗ, блоки живлення, клемові з'єднання, кросові елементи тощо);

- пристрої для заземлення;

- прилади і пристрої, засоби вимірювальної техніки (у тому числі вмонтовані), необхідні для налагодження, метрологічного забезпечення і перевірки працездатності системи, а також запасні частини і спеціальний інструмент, розраховані не менш ніж на 1 рік експлуатації КТЗ.

5.11.25 Автоматизовані системи відновлюються і ремонтуються. При цьому повинна передбачатись діагностика як технічних, так і програмних засобів.

Відновлення працездатності технічних засобів, що відмовили, повинно виконуватись тільки заміною типових елементів заміни без підстроювань і, як правило, без відключення живлення і виводу з роботи всієї АС.

Порушення в їх роботі повинні автоматично фіксуватися і повідомлятися персоналу. Відмови і відключення частини КТЗ повинні автоматично виявлятися і нейтралізуватися за рахунок дублювання найбільш відповідальних вузлів і апаратів і, за можливістю, за рахунок реконфігурації КТЗ. Порушення в роботі АС не повинні викликати помилкових команд і рішень.

Відновлення технічних засобів, які відмовили, повинно виконуватись тільки заміною типових елементів без підстроювань і, як правило, без відключення живлення і виводу з роботи всієї АС. Заміна типових елементів і відключення частини КТЗ для ремонту і профілактики не повинні призводити до порушень функціонування об'єкта управління.

Технічні засоби повинні унеможливлувати несанкціонований доступ до їхніх органів управління. Санкціонування доступу повинно здійснюватися фізичним способом (ключем, клавіатурою) або програмним (вводом коду, паролем).

5.11.26 В АС може використовуватись відкрите (вільне) і/або закрите (комерційне) програмне забезпечення, що задовольняє вимогам державних стандартів на програмну продукцію і повинно містити такі основні компоненти:

- загальне програмне забезпечення АС, тобто сукупність програм загального призначення (обслуговуючих, стандартних, операційних систем), розроблених незалежно від даної конкретної АС і призначених для організації обчислювального процесу, в тому числі в режимі реального часу і забезпечення роботи зовнішніх пристроїв, а також для вирішення задач опрацювання інформації, що часто зустрічаються – програми розробки, завантаження і компонування програм, редактори, транслятори, бібліотеки стандартних програм тощо;

- спеціальне програмне забезпечення АС, тобто сукупність програм, розроблених під час створення конкретної АС і реалізуючих основні (керуючі, інформаційні) і допоміжні (що забезпечують функціонування і контроль за роботою КТЗ і АС в цілому, автоматизовану обробку даних під час проведення перевірки або калібрування вимірювальних каналів тощо) функції системи;

- спеціальне програмне забезпечення функціонування локальних засобів управління, захисту, автоматики, блокувань, регулювання і засобів спілкування з ними.

Програмне забезпечення повинно передбачати можливість розширення й удосконалення. Передумовою для здійснення цієї вимоги є застосування технічних засобів, що вільно програмуються. Налагоджені і передані в експлуатацію програми

повинні супроводжуватися документацією відповідно до системи стандартів на програмну продукцію.

5.11.27 Пристрій заземлення КТЗ АС повинен відповідати вимогам НД і ПУЕ і виконувати такі функції:

- забезпечення електробезпеки обслуговуючого персоналу;
- заземлення одного з полюсів робочої напруги електричних схем КТЗ (нульової шини);
- заземлення нейтралі 0,4 кВ трансформаторів живлення;
- створення кола струму для захисту від замикань на землю в колі живлення 0,4 кВ;
- відведення від електронної апаратури струмів імпульсних і статичних завад, у тому числі завади промислової частоти і високочастотні завади.

Надійність виконання перерахованих функцій повинна забезпечуватися нормуванням електричних характеристик пристрою заземлення (напруга на пристрої заземлення, напруга дотику, опір розтікання струмів), а також вимогами до його конструктивного виконання, що забезпечують зниження впливу потужних електромагнітних завад широкого спектра частот в перехідних процесах.

У процесі проектування пристрою заземлення повинні виконуватися спеціальні розрахунки різниці рівнів потенціалів на контурі заземлення під час розтікання імпульсних струмів (однофазні замикання на землю в мережах із глухозаземленою нейтраллю і струми від блискавковідводів) і на їхній основі, у разі необхідності, повинні передбачатися спеціальні заходи щодо зниження опору розтікання імпульсних струмів. Індивідуальне заземлення окремих пристроїв ПТК АС на контур заземлення енергооб'єкта без цих заходів не допускається, за винятком тих випадків, коли зв'язок цих пристроїв з рештою ПТК виконується тільки за допомогою ВОЛЗ.

5.11.28 Зв'язок обчислювальних засобів із джерелами сигналів, виконавчими механізмами, джерелами живлення, пультами і панелями, комутаційними пристроями необхідно виконувати кабелями зовнішніх зв'язків через кросові клемники.

Кабелі внутрішньосистемних цифрових каналів зв'язку КТЗ повинні поставлятися комплектно з обчислювальними засобами. В окремих випадках допускається поставка кабелів за специфікаціями генерального проектувальника, а їхню комутацію (монтаж) виконують у відповідності з технічною документацією розробника АС.

Зв'язок мережі станційного (підстанційного) рівня з підсистемами електричних розподільчих установок і віддалених технологічних комплексів, як правило, повинен виконуватися за допомогою ВОЛЗ.

Монтаж і постачання кабелів зовнішніх зв'язків і ВОЛЗ повинні виконуватися за документацією генерального проектувальника енергооб'єкта на підставі вихідних даних розробника АС.

Прокладання кабельних зв'язків КТЗ повинно відповідати протипожежним вимогам і ПУЕ.

Суміщення в одному кабелі вимірювальних кіл із силовими і/або керуючими колами забороняється. Як виняток, допускається об'єднання в одному кабелі кіл управління, вимірювання, захисту і сигналізації постійного і перемінного струму, а також силових кіл, що живлять електроприймачі невеликої потужності (наприклад, електродвигуни засувки).

Кабельні зв'язки повинні групуватися таким чином:

- кабелі для передачі вхідних аналогових сигналів від 4 мА до 20 мА або від 0 мА до 5 мА;
- кабелі для передачі вхідних сигналів від термоелектричних перетворювачів;
- кабелі для передачі вхідних і вихідних сигналів типу «сухий контакт»;
- кабелі для передачі вхідних і вихідних сигналів напругою 220 В;

- кабелі для передачі вхідних кодо-імпульсних сигналів;
- кабелі для організації передачі інформації в мережах даних.

Кожну групу кабелів необхідно прокласти в окремих металевих коробах, закритих металевими кришками. Ділянки кабелів, що йдуть поза коробом, повинні прокладатися в захисних сталевих трубах або лотоках. Короби і захисні труби повинні заземлюватися на контур заземлення енергооб'єкта.

Кабелі до основних і дублюючих обчислювальних пристроїв повинні прокладатися різними трасами.

Кабелі зв'язку КТЗ повинні прокладатися на відстані не менш ніж 1,2 м від силових кабелів, а якщо струм у силових кабелях перевищує 800 А, то їхні траси необхідно розділяти.

Кабелі зовнішніх зв'язків повинні бути з загальним екраном або з захисною оболонкою, яка має опір ізоляції відповідно до вимог НД. Вимірювання опору ізоляції екрану повинно виконуватися перед його підключенням до контуру заземлення. За потреби давачі аналогових сигналів повинні захищатися екранами від впливу радіозавад.

Переріз проводів кабелів зовнішніх зв'язків, переважно, повинен бути від 0,35 мм² до 0,75 мм². Необхідно передбачати резервні жили у кабелі. Перевагу необхідно віддавати кабелям типу «вита пара» (скручені два проводи) або «вита зірка» (скручені три проводи).

Кабельні зв'язки локальних пристроїв, що входять до складу АС, повинні виконуватися з врахуванням вимог даного класу апаратури і виробників цих пристроїв.

Відхилення від вимог щодо прокладання кабельних зв'язків АС допускається тільки за рішенням генерального проектувальника на підставі вимог виробників КТЗ.

5.11.29 Ущільнення місць проходу кабелів і імпульсних ліній через стіни, що розділяють приміщення різних категорій обслуговування, і ущільнення введів кабелів і імпульсних ліній у щити, панелі, шафи і кросові стояки повинні бути в стані, що забезпечує щільність або герметичність відповідно до протипожежних вимог.

Електричне під'єднання кабелів до приладів, первинних вимірювальних перетворювачів та іншої апаратури, що знаходиться в приміщеннях із радіоактивним впливом, повинно здійснюватися з використанням швидкоз'єднувальних штепсельних роз'ємів.

Для енергоблоків АЕС, що наново будуються і підлягають реконструкції, електричне під'єднання кабелів до первинних вимірювальних перетворювачів, що знаходяться в приміщеннях із радіоактивним впливом і задіяні в системах безпеки, повинно здійснюватися з використанням швидкоз'єднувальних штепсельних роз'ємів. Первинні вимірювальні перетворювачі систем безпеки повинні бути працездатними у жорстких умовах.

5.11.30 Щити шафового типу повинні бути заземлені, ущільнені, мати постійне освітлення, штепсельні розетки на 12 В або 24 В і 220 В. Дверцята щитів повинні замикатися. Штепсельні розетки повинні бути підключені до мережі освітлення цих щитів.

На відкритих панелях неоперативного контуру повинні бути вжиті заходи від випадкового дотику до частин під напругою.

Телефонний зв'язок і інші засоби зв'язку між місцями установки приладів, зборками засувок, панелями неоперативного контуру щитів управління, релейними щитами (РЩ), панелями апаратури захисту і первинних перетворювачів з оперативним щитом управління повинні бути в справному стані.

5.11.31 Встановлена на панелях, пультах і по місцю апаратура, первинні і вторинні вимірювальні перетворювачі, запірні арматури і клемники повинні мати чіткі написи маркування.

Щити, перехідні коробки, збірні кабельні скриньки, виконавчі механізми, затискачі і під'єднані до них кабелі, проводи і жили кабелів, а також трубні з'єднувальні (імпульсні) лінії повинні мати маркування.

5.11.32 Монтаж зрівняльних і конденсаційних посудин, прокладка імпульсних ліній, виготовлення й встановлення вимірювальних звужуючих пристроїв витратомірів повинні проводитися згідно з НД та цими Правилами і враховувати:

– монтаж корінних вентилів виконувати після зрівняльних і конденсаційних посудин;

– внутрішній діаметр трубопроводів від посудини до ємності повинен бути не менше 12 мм;

– монтаж зрівняльних посудин на устаткуванні, які працюють під вакуумом або розрідженням (конденсаторах турбін, конденсаторах турбоживильних насосів тощо), виконувати всередині ємності (баку).

Первинні вимірювальні тепломеханічні перетворювачі і виконавчі механізми АС повинні бути захищені від потрапляння на них вологи. У забірних пристроїв первинних перетворювачів і виконавчих механізмів повинні бути площадки для обслуговування і огляду, які забезпечують вільний доступ до них.

5.11.33 Імпульсні лінії повинні бути щільними і під час експлуатації систематично перевірятися. Після капітальних ремонтів устаткування всі імпульсні лінії повинні продуватися. Лінії, у яких можливе накопичення повітря або шламу, крім того, повинні продуватися з періодичністю, встановленою інструкцією.

Первинні запірні органи на відбірних пристроях повинні забезпечувати можливість відключення імпульсних ліній під час роботи устаткування. Всі операції з ними (відкриття, закриття) повинен виконувати персонал, що обслуговує технологічне устаткування. Ремонт і підтримання первинних запірних органів у справному стані повинен виконувати персонал, що обслуговує технологічне устаткування або відповідне технологічне обладнання.

У випадку підключення імпульсних ліній до трубопроводів і апаратів, заповнених радіоактивними речовинами активністю більш ніж 10^{-5} Кі/л, ці лінії повинні продуватися чистим середовищем в сторону радіоактивного контуру. Імпульсні лінії, заповнені радіоактивними речовинами, повинні бути забезпечені захистом на випадок розриву. Ремонт і обслуговування цих пристроїв повинен виконувати персонал, що обслуговує технологічне устаткування.

5.11.34 Комплекти технічних засобів АС повинні бути обладнані системами гарантованого електричного живлення. Одиначна несправність або ремонт елемента мережі електроживлення не повинні викликати пошкодження або зміни режиму устаткування.

Для вторинного електроживлення КТЗ АС об'єктів із оперативним постійним струмом повинні використовуватися джерела гарантованого живлення, первинне електроживлення яких здійснюється від резервованої мережі ВП і оперативного постійного струму (акумуляторних батарей). Ці джерела повинні забезпечувати електроживлення КТЗ у всіх експлуатаційних режимах роботи енергооб'єктів.

Електроживлення змінним струмом каналів інформації технологічних захистів, автоматичних регуляторів, обчислювальних засобів, що входять в КТЗ, пристроїв зв'язку, протипожежної автоматики і особливо відповідальних механізмів необхідно здійснювати від агрегатів безперебійного живлення (АБЖ), що працюють з акумуляторною батареєю в буферному режимі. Первинне живлення АБЖ повинно здійснюватися від секцій 0,4 кВ власних потреб. АБЖ повинні мати вмонтовану гальванічну розв'язку для недопущення заземлення акумуляторної батареї. Система АБЖ повинна залишатися працездатною у випадках втрати живлення власних потреб протягом 1 години.

На АЕС первинне живлення АБЖ здійснюється від секцій надійного живлення 6 кВ (що резервуються дизель-генераторами) через розділювальні трансформатори

6/0,4 кВ з ізолюваною нейтраллю 0,4 кВ. Детальні дані щодо організації аварійного електропостачання АЕС наведені в главі 12.10 цих Правил. На інших енергооб'єктах, що мають секції надійного живлення, первинне електроживлення АБЖ необхідно виконувати від цих секцій.

Типи АБЖ повинні вибиратися на стадії робочого проектування після остаточного визначення споживачів безперебійного живлення і їхнього сумарного навантаження.

Основними параметрами для вибору типу АБЖ є потужність навантаження, коефіцієнт навантаження $\cos \varphi$ і показник якості електроенергії.

Електроживлення засобів резервного управління особливо відповідальним устаткуванням, МУ (Merging Unit), попереджувальної і аварійної сигналізації повинно здійснюватися оперативним постійним струмом від акумуляторної батареї напругою 220 В або 110 В. На підстанціях із оперативним змінним струмом допускається живлення пристроїв АСДУ випрямленим постійним струмом від спеціальних блоків живлення.

Мікропроцесорні пристрої РЗА, які застосовуються, повинні зберігати працездатність у разі короткочасних перерв живлення до 40 мс.

Електроживлення системи управління і захисту устаткування електростанцій повинно здійснюватися за групами споживачів: електричні захисти, автоматика, блокування, засоби управління, технологічні захисти і їхні давачі, пристрої дистанційного управління і блокування, прилади технологічного контролю і їхні давачі, пристрої аварійної і попереджувальної сигналізації, системи виявлення і гасіння пожежі, засоби авторегулювання, засоби обчислювальної техніки і їхні давачі.

Живлення дискретних давачів інформації повинно здійснюватись напругою постійного струму від акумуляторної батареї або внутрішніх джерел живлення КТЗ.

Споживачі всіх груп, крім засобів обчислювальної техніки, повинні поділятися на підгрупи за технологічним принципом.

Розподіл живлення по підгрупах і групах повинен здійснюватися через самостійні апарати захисту, що забезпечують селективне відключення пошкоджених ділянок і ремонт елементів мережі електроживлення без зупину основного устаткування.

Пристрої АС повинні мати резервне електричне живлення з автоматичним і ручним перемиканням. Для контролю живлення від основного або резервного джерела кожен пристрій повинен мати вмонтовану світлову індикацію. У випадку автоматичного переходу пристрою на резервне живлення повинна діяти сигналізація.

У разі втрати живлення окремого пристрою, групи або підгрупи споживачів повинна діяти сигналізація.

Для енергоблоків з резервними джерелами оперативного струму напругою 220/380 В повинні бути шини РП власних потреб 0,4 кВ свого або сусіднього енергоблоку, від якого не резервуються шини РП власних потреб 0,4 кВ даного енергоблоку і інвертори АБЖ.

Справність засобів автоматичного включення резерву (АВР) електричного живлення (пристроїв контролю стану, управління, захисту устаткування та справність пристроїв сигналізації втрати їх живлення і автоматичного переходу на резервне живлення), повинна періодично перевірятись за графіком, затвердженим технічним керівником енергооб'єкта.

5.11.35 У комплект АС, що вводяться в експлуатацію, повинні входити:

- технічне забезпечення у вигляді КТЗ, змонтованого відповідно до робочих креслень (проекту);
- програмне забезпечення у вигляді програм на машинних носіях інформації;
- проектна документація;
- експлуатаційна документація з усіх видів забезпечення АС і АС в цілому, що містить усі відомості про систему, необхідні для її налагодження, калібрування,

введення в експлуатацію і забезпечення експлуатації, у тому числі обсяги і періодичність технічного обслуговування, поточних і капітальних ремонтів;

– запасні частини і прилади, стендова апаратура, спеціальний інструмент, засоби налагодження технічних засобів і контролю метрологічних характеристик, необхідні для перевірки, працездатності, налагодження, введення в експлуатацію і забезпечення експлуатації АС;

– формуляр на програмне забезпечення АС в цілому і формуляри на програмні вироби;

– файл опису конфігурації підстанції (SCD).

За узгодженням розробників АС з замовником АС, комплектність АС може бути розширена.

5.11.36 Уведення в дію АС повинно проводитися у встановленому НД порядку, у тому числі правилами приймання в експлуатацію з монтажу і налагодження систем управління технологічними процесами.

Підставою для приймання АС в промислову експлуатацію повинні бути позитивні результати приймальних випробувань і акт введення АС в промислову експлуатацію. Створення і введення АС в експлуатацію можна здійснювати в повному обсязі або чергами, якщо це передбачене технічним завданням.

Технічним завданням може бути також встановлено, що введенню АС в промислову експлуатацію передують її дослідна експлуатація. Тривалість дослідної експлуатації в частині виконання функцій повинна визначатися досягненням проектних параметрів і критеріїв, встановлених програмами випробувань. У цьому випадку введення АС в дослідну експлуатацію повинно здійснюватися на підставі позитивних результатів попередніх випробувань і акта введення АС в дослідну експлуатацію.

Приймання АС в дослідну і/або промислову експлуатацію повинно проводитися після завершення приймання в дослідну і/або промислову експлуатацію усіх функцій і задач, передбачених для даної АС або черги, що вводиться.

Організація введення АС в експлуатацію повинна забезпечити випереджуючу готовність АС до аналогічних робіт і випробування на устаткуванні. Так, технічні засоби і підсистеми АС, необхідні для проведення пусконаладжувальних робіт і пуску енергоблоку, повинні бути прийняті в дослідну експлуатацію до проведення зазначених етапів введення енергоблоку в експлуатацію.

Перед введення АС в експлуатацію в обов'язковому порядку повинні бути виконані вимірювання, що підтверджують достатність пропускнуої спроможності мережі обміну даними між пристроями МУ, РЗА, ПА та первинним обладнанням при використанні шини процесу (відсутність затримок у передачі/прийманні даних більших, ніж це дозволено стандартом IEC 61850-90-4).

5.11.37 У випадку, якщо деякі передбачені проектом функції АС не введені в експлуатацію в термін, встановлений для освоєння технологічного устаткування, повинні бути оформлені обґрунтовані технічні рішення з зазначенням причин відмови від впровадження і видано завдання проектній організації на доопрацювання проекту. Технічні рішення повинні бути узгоджені з проектною організацією і затверджені керівником енергооб'єкта.

У випадках, коли це передбачене чинним законодавством або НД, прийняті керівництвом енергооб'єкта рішення повинні бути узгоджені з відповідними органами державного регулювання і нагляду.

ВИМОГИ ДО ЕКСПЛУАТАЦІЇ АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМ

5.11.38 Після введення в експлуатацію всі засоби вимірювання, збору і візуалізації інформації, пристрої і програмно-технічні комплекси, що реалізують інформаційні й керуючі функції і задачі АС, повинні утримуватися справними та під час роботи технологічного устаткування перебувати в роботі у проектному обсязі.

5.11.39 Якщо в процесі експлуатації внесені зміни в устаткування або технологічну схему, змінились умови експлуатації або з'явилися інші чинники, що потребують зміни проектних рішень з автоматизації устаткування, обсяг і технічні рішення щодо цих змін визначає, обґрунтовує і встановлює керівник енергооб'єкта з урахуванням обставин, наведених у 5.11.3.

У випадках, коли це передбачено чинним законодавством або НД, прийняті керівником енергооб'єкта рішення повинні бути узгоджені з органом, який визначає Міненерговугілля, і відповідними органами державного регулювання і нагляду.

5.11.40 Основною задачею експлуатації АС є забезпечення працездатності, виконання заданих функцій і відповідність проектним характеристикам за рахунок:

- технічного обслуговування КТЗ АС відповідно до встановленого регламенту;
- проведення ремонту КТЗ АС відповідно до вимог проектної і заводської документації, чинних норм і правил.

- ретельного аналізу функціонування АС в перехідних і аварійних режимах на підставі інформації, наданої ретроспективою аварійних подій, і розроблення заходів щодо усунення недоліків у роботі АС;

- метрологічного забезпечення;

- збору і аналізу даних про надійність КТЗ АС, ведення документації й інформаційної бази даних про стан і надійність КТЗ АС з розробкою заходів по відновленню проектних характеристик устаткування, включаючи кабельні зв'язки, усунення причин що призводять до зниження проектних характеристик;

- супроводження програмного й інформаційного забезпечення;

- аналізу ефективності функціонування АС та розроблення пропозицій щодо їх удосконалення

- заміни пристроїв і технічних засобів, що входять у комплекс засобів автоматизації, які відпрацювали свій ресурс або вичерпали термін служби, або не задовольняють потрібним технічним вимогам;

- тестування та випробування комплексу засобів автоматизації;

- забезпечення відповідності автоматизованого технологічного устаткування технічним умовам виробників, вимогам цих Правил і ГКД 34.35.101.

5.11.41 Під час організації експлуатації АС обов'язки структурних підрозділів щодо вирішення задач експлуатації АС, у тому числі з обслуговування комплексу технічних і програмних засобів, повинні бути визначені наказом керівника енергооб'єкта. У цьому наказі повинен бути наведений перелік устаткування, що обслуговується кожним підрозділом, із зазначенням меж обслуговування.

5.11.42 Підрозділи, які обслуговують АС, повинні забезпечувати:

- підтримання АС в справному стані і готовності до роботи, своєчасне проведення технічного обслуговування і ремонтів, ефективне використання АС, обчислювальної техніки і комп'ютерних систем, наявність запасних частин і приладів відповідно до чинних нормативів;

- удосконалення і розвиток АС, включаючи впровадження нових задач, модернізацію КЗА і програм, що знаходяться в експлуатації, освоєння передової технології збору і підготовки вхідної та вихідної інформації;

- ведення класифікаторів нормативно-довідкової інформації;

- організацію інформаційної взаємодії з суміжними й ієрархічними рівнями АС;

- розроблення та ведення документації АС, а також розроблення інструктивних і методичних матеріалів, необхідних для функціонування АС;

- аналіз роботи АС, її економічної ефективності, своєчасне представлення звітності;

- підвищення кваліфікації персоналу.

5.11.43 Підрозділи, що обслуговують технологічне устаткування, повинні:

- своєчасно вводити в роботу й ефективно використовувати усі функції і задачі АС;
- забезпечувати цілісність і чистоту зовнішніх частин і пристроїв АС, встановлених у зоні обслуговування устаткування.

5.11.44 Регульовальні і запірні органи, що використовуються в системах управління, у процесі експлуатації повинні задовольняти технічні вимоги щодо щільності, витратних характеристик і люфтів. У разі закриття щільність повинна забезпечуватися дією системи дистанційного або автоматичного управління без дозакриття вручну.

Обслуговування і ремонт регульовальних органів і їх з'єднань з виконавчими механізмами, редукторів електроприводів, тумб електроприводів, з'єднувальних напівмуфт повинні виконуватися персоналом, що веде ремонт основного устаткування, а установка їх на місце і приймання проводиться за участю персоналу, що обслуговує АС.

Кінцеві вимикачі, що задіяні в схемах управління і автоматики, обслуговує підрозділ, що закріплений за цими системами. Виготовлення і обслуговування кронштейнів для установки кінцевих вимикачів здійснює персонал, що проводить ремонт основного устаткування.

Налаштування кінцевих вимикачів на «закриття» і «відкриття» запірної арматури виконується персоналом, який обслуговує АС, спільно з персоналом, який виконує ремонт основного устаткування. Результати налаштувань фіксуються в ремонтних журналах обох підрозділів.

5.11.45 Монтаж і обслуговування відбірних пристроїв (бобишки, гільзи, ємності і штуцери для установки давачів) і дросельних органів витратомірів повинні виконуватися персоналом, який веде ремонт основного устаткування, а установка їх на місце і приймання проводиться за участю персоналу, що обслуговує АС.

Установлення, зняття і ущільнення давачів, розміщуваних у середині механізмів, і давачів прямої дії виконується персоналом, що проводить ремонт основного устаткування за участю обслуговуючого персоналу АС.

Первинні запірні органи на відбірних пристроях під час експлуатації повинні забезпечити можливість відключення імпульсної лінії для її обслуговування під час роботи устаткування. Обслуговування цих запірних органів повинен здійснювати персонал, що обслуговує технологічне устаткування.

Технічне обслуговування, ремонт і перевірку кабельних зв'язків датчиків АС обслуговує персонал, що закріплений за даною АС. Кабельні зв'язки датчиків, які видають сигнали у схеми управління електричними механізмами, обслуговує персонал, що закріплений за даними схемами від першого клемника в СК (панелі) після датчика.

5.11.46 Установлення і з'єднання електромагнітів з механізмом, клапаном або золотником, а також ремонт цих з'єднань і механічної частини клапанів проводить персонал, який обслуговує АС. Електромагніти обслуговує персонал, який обслуговує АС.

5.11.47 Розмежування функцій між підрозділами, які не враховані цими Правилами, визначає технічний керівник енергооб'єкта виходячи з місцевих умов.

5.11.48 Поточні і капітальні ремонти, а також профілактичні випробування електродвигунів (крім їхнього перемотування), що входять у комплект пристроїв автоматичного регулювання, захистів і дистанційного управління, повинен виконувати персонал, який обслуговує засоби АС.

Перемотування електродвигунів цих приводів повинно виконуватися електричним цехом або спеціалізованою організацією.

Зняття (установлення) електродвигунів потужністю понад 4 кВт і їх транспортування для ремонту (установлення) проводить персонал, який виконує ремонт устаткування.

5.11.49 Під час експлуатації АС температура навколишнього середовища, вологість, вібрація, радіація, напруженість зовнішніх електричних і магнітних полів, імпульсні перенапруги, радіо і імпульсні завади та інтенсивність електростатичних розрядів, а також запиленість у місцях установлення технічних засобів АС не повинні перевищувати значень, що допускаються стандартами, технічними умовами та інструкціями виробника на ці засоби.

Мікропроцесорні пристрої (контролери) АС повинні застосовуватися без вмонтованих вентиляторів. При встановленні в шафах (контейнерах) на ВРП повинні використовуватися МУ та контролери відповідного кліматичного виконання, що зберігають працездатність при температурі навколишнього середовища в діапазоні від мінус 40 до плюс 70 °С і відносній вологості до 80 %.

Розміщення пристроїв не повинно допускати потрапляння на них прямих сонячних променів

У приміщеннях щитів управління, де розташовані технічні засоби обчислювальної техніки АС, температура і відносна вологість повинні бути не вище відповідно 25 °С і 80 %. В аварійних режимах, обумовлених несправністю систем кондиціонування повітря, зазначені параметри повинні бути не більшими відповідно 35 °С і 90 %.

Система кондиціонування повинна утримуватися в стані, що забезпечує надійне функціонування засобів АС.

Температура в місцях розміщення щитів управління технологічним устаткуванням шафового типу повинна бути не вище ніж 45 °С, а в місцях установки шаф пристроїв обчислювальної техніки і логічних пристроїв (20 ± 5) °С.

5.11.50 У процесі експлуатації КТЗ АС повинен проходити перевірку на відповідність проектним характеристикам за програмами і графіками, затвердженими технічним керівником енергооб'єкта. У випадку неможливості прямої перевірки, випробування необхідно проводити в умовах, що максимально імітують реальний стан устаткування і КТЗ АС.

5.11.51 Технічне обслуговування, ремонт і перевірка КТЗ АС, у тому числі перевірка опору ізоляції силових і вимірювальних кабельних ліній, повинні проводитися за нормативами, методиками і інструкціями, розробленими на підставі вимог заводської документації і НД відповідно до графіків, затверджених технічним керівником енергооб'єкта.

Ремонт засобів обчислювальної техніки повинен виконуватися, як правило, спеціалізованими підприємствами за заводською технологією. У цьому випадку відповідальність за здавання засобів у ремонт і приймання їх із ремонту несе персонал цеху (служби), який обслуговує ці засоби. Склад комісії для приймання з ремонту затверджується керівництвом енергооб'єкта.

5.11.52 Технічне обслуговування, ремонт і перевірки комплексу засобів АС повинні проводитися з дотриманням умов безпечної експлуатації устаткування в терміни, установлені проектом і відповідно до чинних НД. Порядок проведення технічного обслуговування і виведення в ремонт повинен визначатися затвердженим положенням.

5.11.53 Метрологічне забезпечення комплексу засобів АС повинно відповідати вимогам цих Правил.

5.11.54 Технологічні захисти, введені в постійну експлуатацію, повинні бути включені протягом усього часу роботи устаткування, на якому вони встановлені.

Виведення із роботи справних технологічних захистів забороняється. Виведення з роботи пристроїв технологічного захисту на працюючому устаткуванні дозволяється тільки у випадках:

– роботи устаткування в перехідних режимах, коли необхідність відключення захисту обумовлена інструкцією з експлуатації основного устаткування;

– очевидної несправності захисту. Виведення повинно виконуватися за розпорядженням начальника зміни електростанції з обов'язковим повідомленням технічного керівника енергооб'єкта й оформленням запису в оперативній документації;

– періодичної перевірки відповідно до графіка, затвердженого технічним керівником енергооб'єкта з дозволу оперативного персоналу, в віданні якого вони знаходяться.

У всіх інших випадках відключення захистів повинно виконуватися тільки за розпорядженням технічного керівника енергооб'єкта з оформленням запису в оперативній документації.

Проведення ремонтних і налагоджувальних робіт у колах включених захистів забороняється.

Введення в експлуатацію заново встановлених або модернізованих технологічних захистів повинно виконуватися за розпорядженням технічного керівника енергооб'єкта за затвердженими ним програмами.

5.11.55 При перевірках за графіком, перед пуском устаткування після його простою понад 3 доби або якщо проводилися ремонтні роботи в колах захистів, повинно проводитись опробування кіл захистів і АВР технологічного устаткування із дією на виконавчі органи. Опробування виконується згідно з інструкцією з експлуатації (програмою перевірки) захистів персоналом технологічного цеху за участі персоналу, який обслуговує ці засоби. У разі недопустимості опробування кіл захистів із дією на виконавчі органи з умов стану агрегату, їх опробування повинно бути виконане персоналом, що обслуговує ці засоби, без дії на виконавчі органи, але з обов'язковою наступною перевіркою в повному обсязі за першої можливості. Інструкції з експлуатації (програми перевірок) розробляє персонал, який виконує перевірку.

5.11.56 Періодичність й обсяг перевірок справності технологічних захистів, захисних і автоматичних пристроїв, а також арматури повинні відповідати вимогам технологічних регламентів експлуатації енергоустаткування та КТЗ АС і проводитись за графіками, затвердженими технічним керівником енергооб'єкта.

5.11.57 Засоби технологічних захистів (первинні вимірювальні перетворювачі, вимірювальні прилади, клемники, ключі і перемикачі, запірні арматура імпульсних ліній) повинні мати зовнішні кольорові ознаки.

Панелі захистів і встановлена на них апаратура повинні мати з двох сторін написи, що вказують на їхнє призначення.

На шкалах приладів повинні бути позначки уставок спрацьовування захистів, якщо це передбачене конструкцією приладу.

5.11.58 Алгоритми роботи технологічних захистів і блокувань, у тому числі значення уставок і витримок часу спрацьовування, повинні бути визначені виробниками устаткування, проектною організацією, а також за результатами налаштування устаткування під час приймання в експлуатацію. При розрахунку уставок необхідно враховувати поправки (гідростатичні стовбці рідини від датчика до відбірного улаштування; розташування відбірного улаштування відносно днища бака, ємкості; фізичні величини і одиниці їх вимірювання. У випадку технічного переоснащення устаткування або відсутності проектних даних, значення уставок і витримок часу встановлюються на підставі результатів досліджень.

На енергооб'єкті повинна бути карта (журнал) уставок технологічних захистів, блокувань і сигналізації, затверджених технічним керівником енергооб'єкта.

Введення і виведення технологічних захистів і блокувань у вказаних вище випадках повинно здійснюватись тільки проектними засобами. Апаратура захисту і блокувань, що має пристрої для зміни уставок, повинна бути опломбована або опечатана (крім реєструючих приладів та пристроїв ПТК, обладнаних контролем доступу). Пломби або печатки дозволяється знімати тільки працівникам, які обслуговують пристрої технологічного захисту, із записом про це в оперативному журналі.

5.11.59 Технологічні захисти повинні мати пристрої, що фіксують першопричину їхнього спрацьовування, і реєстратори подій, які повинні знаходитись в експлуатації протягом усього часу роботи устаткування.

Усі випадки спрацьовування захистів повинні враховуватися в оперативному журналі, а відмови – у журналі дефектів й аналізуватися. Повинні визначатися причини і види несправності. За результатами цього аналізу повинні складатись заходи для попередження помилкового спрацювання або неспрацювання захистів.

5.11.60 Введені в експлуатацію регулятори (контури регулювання) повинні постійно знаходитися в стані, що забезпечує підтримання значень технологічних параметрів у межах, регламентованих експлуатаційними і нормативно-технічними документами. Виведення з роботи справних автоматичних регуляторів допускається тільки у випадках, зазначених в інструкціях з експлуатації або оперативного обслуговування.

5.11.61 Для кожного введеного в експлуатацію регулятора (контуру регулювання) на енергооб'єкті повинні бути такі дані, необхідні для відновлення його налаштувань після ремонтів або заміни апаратури, що вийшла з ладу:

- технічний опис і інструкція з експлуатації;
- програми і методики випробувань;
- акти з результатами проведених випробувань і висновками;
- виконавчі електричні схеми;
- профілі прохідних отворів регульовальних органів і їхні робочі характеристики;
- карта або журнал параметрів налаштування.

5.11.62 Уведені в експлуатацію засоби логічного управління повинні постійно бути у стані, що забезпечує виконання відповідних програм (алгоритмів).

Перед уведенням в експлуатацію засобів логічного управління після їх відключення терміном понад 3 доби, або якщо у зовнішніх колах або в шафах засобів логічного управління виконувались ремонтні роботи, проводиться перевірка працездатності засобів логічного управління із дією на виконавчі органи. Перевірка проводиться персоналом технологічного цеху і цеху, що обслуговує систему управління. У разі неможливості перевірки виконавчих операцій із дією на виконавчі механізми, перевірку працездатності засобів логічного управління робить персонал, що обслуговує засоби управління, без впливу на виконавчі органи.

Обсяг і порядок проведення перевірок працездатності повинні бути регламентовані інструкцією, затвердженою технічним керівником енергооб'єкта.

5.11.63 На працюючому устаткуванні ремонтні і налагоджувальні роботи у шафах засобів логічного управління проводяться, як правило, за умови відключення від них виконавчих кіл.

У виняткових випадках ремонтні і налагоджувальні роботи в виконавчих (зовнішніх) колах на працюючому устаткуванні проводяться з дозволу технічного керівництва енергооб'єкта згідно зі спеціально розробленими і затвердженими програмами за нарядами або розпорядженнями.

5.11.64 Уведення в експлуатацію пристроїв логічного управління після налагодження або корегування технологічних алгоритмів управління повинно проводитися за розпорядженням технічного керівника енергооб'єкта за затвердженими ним програмами.

5.11.65 Під час експлуатації АС повинні забезпечуватися збирання, опрацювання, аналіз і збереження інформації про відмови КТЗ АС.

5.11.66 Технічні й організаційні заходи повинні унеможливити несанкціонований доступ у приміщення, де розміщено КТЗ АС.

5.11.67 Для кожної АС обслуговуючий персонал повинен вести, згідно з затвердженим технічним керівником енергооб'єкта переліком, проектну, заводську, технічну й експлуатаційну документацію.

5.11.68 Керівництво енергооб'єктів повинно здійснювати контроль за експлуатацією АС, проводити аналіз їх функціонування й ефективності використання, розробляти заходи щодо розвитку й удосконалювання, а також їх своєчасного технічного переоснащення.

ВИМОГИ ІНФОРМАЦІЙНОЇ БЕЗПЕКИ АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМ

5.11.69 Заходи із забезпечення кібербезпеки АС повинні бути спрямовані на:

- забезпечення безперервності технологічних процесів;
- забезпечення захисту даних, які зберігаються або передаються каналами зв'язку, недопущення знищення, пошкодження, спотворення, фальсифікації або блокування інформації, яка використовується для прийняття управлінських рішень;
- виявлення та оцінювання загроз кібербезпеці;
- розроблення та застосування сучасних методів і засобів забезпечення кібербезпеки;
- організацію і удосконалення контролю стану та ефективності системи забезпечення кібербезпеки

Особи, залучені до створення і технічного обслуговування АС, повинні:

- дотримуватись вимог щодо нерозголошення конфіденційної інформації, а також щодо її побудови та функціонування;
- мати необхідну кваліфікацію та досвід

5.11.70 Кібербезпеку кожної АС слід забезпечувати з урахуванням вимог стандартів IEC 62351, IEC 62443 та стандартів серії ISO/IEC 27000 та ISO/IEC 27019.

5.11.71 Вся інформація АС, що обробляється і передається через незахищене середовище, повинна бути захищена від порушень її цілісності та доступності з використанням засобів криптографічного захисту інформації.

5.11.72 Технологічне обладнання має бути виведене в окрему технологічну мережу, закриту для використання Інтернет, електронної пошти тощо.

Підмережі різних підсистем мають бути відокремлені у різні фізичні або логічні сегменти. На межах технологічних систем мають бути встановлені міжмережеві екрани, та якщо це можливо організовано односпрямований зв'язок — діоди даних

5.11.73 В АС повинні використовуватися засоби антивірусного захисту.

5.11.74 Щодо всіх операційних систем, засобів антивірусного захисту, мережевого та комутаційного обладнання, міжмережевих екранів та засобів криптографічного захисту інформації, які задіяні в забезпеченні функціонування АС, повинні вестися електронні та/або паперові журнали подій, та використовуватися засоби керування паролями. Повинно бути забезпечено цілісність і доступність інформації, зафіксованої в журналах подій.

5.11.75 В інструкціях з ліквідації аварій на енергооб'єктах необхідно передбачити окремий розділ щодо дій персоналу на випадок здійснення кібератак, виходу з ладу АС тощо.

5.11.76 З метою підтримання кібербезпеки дозволено:

- дистанційне отримання з пристроїв РЗА та контролерів АСКТП аналогових та дискретних сигналів;
- дистанційне отримання осцилограм;
- дистанційне керування комутаційними апаратами;
- дистанційне перемикання уставок відповідно до визначеного заздалегідь алгоритму.

Решта дій, таких як зміна уставок і вільно програмованої логіки пристроїв, зміна версій прошивок тощо, дозволена тільки через пряме фізичне підключення комп'ютера до відповідних пристроїв РЗА та контролерів.

Повинна бути розроблена політика обмеження та контролю використання зовнішніх носіїв інформації в технологічних мережах та на технологічному обладнанні

ГЛАВА 5.12 ОХОРОНА ПРАЦІ

5.12.1 Організація роботи з охорони праці на енергетичному підприємстві повинна ґрунтуватися на вимогах Законів України «Про охорону праці», «Про загальнообов'язкове державне соціальне страхування», Кодексу законів про працю України, міжнародних стандартів ISO 9001 «Система управління якістю. Вимоги», ISO 45001 «Система управління охороною здоров'я та безпеки праці. Вимоги», ISO 14001 «Системи екологічного управління. Вимоги» та прийнятих відповідно до них нормативно-правових актів.

Умови праці на електроенергетичному підприємстві, в кожному структурному підрозділі і на робочому місці, безпека технологічних процесів, машин, механізмів, інших засобів виробництва, устаткування, стан засобів захисту, санітарно-побутові умови повинні відповідати вимогам НПА.

На кожному електроенергетичному підприємстві необхідно проводити ідентифікацію небезпек та оцінку пов'язаних з ними ризиків для життя та здоров'я.

5.12.2 Керівники енергетичних підприємств зобов'язані забезпечити додержання вимог законодавства щодо прав працівників у галузі охорони праці. З цією метою на підприємствах на принципах державної політики в галузі охорони праці та на основі «Положення про Систему управління охороною праці на підприємствах електроенергетики» розробляються «Положення про систему управління охороною праці», що повинні убезпечувати їх функціонування для запобігання впливу на працівників небезпечних і шкідливих виробничих факторів та зниження ризиків.

5.12.3 Улаштування і експлуатація устаткування, будівель і споруд, спецмеханізмів і машин повинні відповідати вимогам нормативно-правових актів з охорони праці.

5.12.4 Засоби захисту, пристрої та інструмент, які використовуються під час обслуговування та ремонту устаткування, будівель і споруд, повинні своєчасно проходити огляд і випробування згідно з чинними нормативно-правовими актами з охорони праці.

5.12.5 На електроенергетичному підприємстві повинні бути розроблені і затверджені інструкції з охорони праці для всіх працівників виробничих професій (наприклад, машиністів, електрозварників, лаборантів тощо), а також на окремі види

робіт (роботи на висоті, монтажні, ремонтні тощо) згідно з вимогами НПАОП 0.00-4.15, НПАОП 0.00-6.03 і НПАОП 0.00-1.69.

5.12.6 На енергетичному підприємстві, відповідно до законодавчих актів України, галузевих, міжгалузевих та нормативно-правових актів МОЗ, повинно бути організоване лікувально-профілактичне обслуговування персоналу, яке включає:

- попередні медичні огляди (при прийнятті на роботу);
- періодичні медичні огляди (протягом трудової діяльності);
- передзмінні медичні огляди (медичний контроль);
- передрейсові та післярейсові медичні огляди водіїв транспортних засобів;
- наркологічні огляди;
- психіатричні огляди;
- позачергові медичні огляди;
- професійний відбір для визначення анатомо-фізіологічної та психофізіологічної придатності до безпечного виконання робіт (окремих видів і операцій);
- лікувально-профілактичне харчування і санітарно-побутове обслуговування.

У разі неможливості уникнення впливу на персонал шкідливих і небезпечних факторів, керівні і посадові особи повинні забезпечити персонал засобами індивідуального захисту (ЗІЗ) залежно від характеру робіт, що виконуються.

5.12.7 Під час ремонту устаткування АЕС повинні застосовуватись пристрої, які знижують вплив іонізуючого випромінювання на персонал на робочих місцях, а також спецодяг і ЗІЗ. Крім того, повинні проводитись заходи, спрямовані на зниження рівнів забруднення радіоактивними речовинами поверхонь устаткування, приміщень і спецодягу, попередження розповсюдження та забезпечення локалізації забруднень. Відходи повинні перероблятися і своєчасно захоронятися.

5.12.8 У випадку виникнення пожеж, аварійних ситуацій, в тому числі радіаційних та інших порушень у роботі устаткування, персонал енергооб'єкта та відряджений іншими підприємствами та організаціями персонал повинен вжити заходів щодо попередження розвитку аварії, пожежі, виконати необхідні захисні заходи і, у випадку небезпеки для здоров'я чи життя, покинути робоче місце маршрутом, встановленим планом евакуації.

5.12.9 Під час виконання будівельно-монтажних, налагоджувальних і ремонтних робіт на одному і тому ж устаткуванні або споруді одночасно декількома організаціями за договорами з електроенергетичним підприємством, керівництво цеху (дільниці) спільно з керівництвом підрядних організацій повинно розробити спільний графік робіт і план узгоджених заходів з охорони праці, виробничої санітарії, радіаційної і вибухопожежобезпеки, які враховують взаємодію експлуатаційного, будівельно-монтажного, налагоджувального та ремонтного персоналу.

Відповідальність за виконання вказаного плану заходів на своїх дільницях, за відповідність кваліфікації персоналу і дотримання ним вимог охорони праці та пожежної безпеки несуть відповідні керівники.

5.12.10 На кожному енергооб'єкті повинен бути створений кабінет охорони праці для проведення організаційної і методичної роботи з навчання, проведення вступних інструктажів і перевірки знань працівників (за рішенням голови комісії з перевірки знань) з питань охорони праці та пожежної безпеки.

5.12.11 У кожному цеху електроенергетичного підприємства, на підстанціях, районах і дільницях теплових і електричних мереж, у лабораторіях та в інших структурних підрозділах, а також в автомашинах виїзних бригад повинні бути аптечки або сумки першої допомоги з постійним запасом необхідних медикаментів і медичних засобів.

Персонал, згідно з типовими нормами безплатної видачі, повинен бути забезпечений спецодягом, спецвзуттям та іншими засобами індивідуального захисту, мийними засобами залежно від характеру виконуваних робіт і зобов'язаний ними користуватись під час роботи.

Персонал несе відповідальність за невикористання за призначенням засобів захисту, виданих для виконання певної роботи.

5.12.12 Персонал, який перебуває в приміщеннях з діючим енергоустаткуванням (за винятком щитів керування, РЩ та їм подібних, а також приміщень зони суворого режиму АЕС), в закритих і відкритих розподільчих установках, колодязях, камерах, каналах і тунелях електростанцій, теплових і електричних мереж, на будівельному майданчику і в ремонтній зоні, а також під час обслуговування повітряних ліній електропередавання повинен користуватись захисними касками.

ГЛАВА 5.13 ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА

5.13.1 Організація робіт з пожежної безпеки на електроенергетичних підприємствах повинна базуватися на Кодексі цивільного захисту України, Правилах пожежної безпеки в Україні НАПБ А.01.001, Правилах пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах та організаціях енергетичної галузі України НАПБ В.01.034 та прийнятих відповідно до них нормативно-правових актів.

5.13.2 Відповідно до Кодексу цивільного захисту України забезпечення протипожежної безпеки електроенергетичного підприємства покладається на керівника.

5.13.3 Діяльність із забезпечення пожежної безпеки є складовою виробничої та іншої діяльності посадових осіб і працівників підприємств та об'єктів. Керівник підприємства повинен визначити обов'язки посадових осіб щодо забезпечення пожежної безпеки, призначити відповідальних за пожежну безпеку окремих будівель, споруд, приміщень, дільниць, технологічного та інженерного устаткування, а також за утримання й експлуатацію засобів протипожежного захисту. Обов'язки щодо забезпечення пожежної безпеки, утримання та експлуатації засобів протипожежного захисту передбачаються у посадових інструкціях, обов'язках, положеннях про підрозділ.

5.13.4 На кожному електроенергетичному підприємстві залежно від кількості працівників і пожежонебезпечних об'єктів повинна бути створена служба пожежної безпеки або призначена особа, відповідальна за пожежну безпеку.

5.13.5 На кожному електроенергетичному підприємстві, з урахуванням специфіки пожежної небезпеки будівель, споруд, технологічних процесів, технологічного та виробничого устаткування, у встановленому порядку розробляються та затверджуються наказ (інструкція), якою встановлюється відповідний протипожежний режим та інструкції з пожежної безпеки для приміщень, у яких відображаються питання, визначені НАПБ А.01.001 та НАПБ В.01.034.

5.13.6 На кожному електроенергетичному підприємстві повинна бути розроблена така документація з пожежної безпеки згідно з вимогами чинних НПА і НД.

5.13.7 Усі працівники при прийнятті на роботу на робочому місці повинні проходити інструктажі з питань пожежної безпеки (далі – протипожежні інструктажі). Особи, яких приймають на роботу, пов'язану з підвищеною пожежною небезпекою, повинні попередньо (до початку самостійного виконання роботи) пройти спеціальне навчання (пожежно-технічний мінімум). Визначені категорії посадових осіб

та працівників, до обов'язків яких належить забезпечення та виконання заходів пожежної безпеки проходять відповідне навчання та перевірку знань.

Види, а також порядок організації протипожежних інструктажів та проведення навчання і перевірки знань з питань пожежної безпеки встановлено постановою Кабінету Міністрів України від 26 червня 2013 року № 444 «Про затвердження Порядку здійснення навчання населення діям у надзвичайних ситуаціях» та НАПБ В.01.034.

5.13.8 З метою проведення заходів із запобігання виникненню пожеж та організації їх гасіння на підприємствах створюється добровільна пожежна охорона, порядок функціонування якої визначено постановою Кабінету Міністрів України від 17 липня 2013 року № 564.

5.13.9 При розміщенні будинків і споруд слід урахувувати вимоги пожежної безпеки, викладені в ДБН Б.2.2-12:2018.

5.13.10 Територія об'єкта, а також будинки, споруди, приміщення мають бути забезпечені відповідними знаками безпеки. Знаки безпеки, їх кількість, а також місця їх встановлення повинні відповідати ДСТУ ISO 6309:2007.

5.13.11 Для всіх будівель і приміщень виробничого, складського призначення повинні бути визначені категорія щодо вибухопожежної та пожежної небезпеки згідно ДСТУ Б В.1.1-36, а також клас зони за НПАОП 40.1-1.32-01, у тому числі для зовнішніх виробничих і складських ділянок, які необхідно позначати на вхідних дверях до приміщення, а також у межах зон усередині приміщень та ззовні.

5.13.12 Кількість та розміри евакуаційних виходів з будівель і приміщень, їхні конструктивні й планувальні рішення, умови освітленості, забезпечення незадимленості, протяжність шляхів евакуації, їх облицювання (оздоблення) повинні відповідати вимогам ДБН В.1.1-7, ДБН В.2.2-9, ДБН В.2.2-15, СНиП 2.09.02-85*, ДБН В.2.3-15, ДБН В.2.2-28, інших будівельних норм за видами будинків та споруд.

5.13.13 Експлуатація електроустановок повинна відповідати вимогам ПУЕ:2017, та цих Правил.

5.13.14 Захист будівель, споруд та зовнішніх установок від прямих попадань блискавки і вторинних її проявів, а також їх перевірку необхідно виконувати відповідно до вимог ДСТУ Б В.2.5-38 «Інженерне обладнання будинків і споруд. Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд».

5.13.15 Системи опалення, вентиляції і кондиціонування повітря повинні відповідати вимогам ДБН В.2.5-67.

5.13.16 Розміщення газових опалювальних котлів, опалювальних апаратів, ємнісних газових водонагрівників, газобалонних установок має відповідати протипожежним вимогам будівельних норм щодо газопостачання згідно з ДБН В.2.5-20 та НПАОП 0.00-1.76.

5.13.17 Вимоги щодо необхідності обладнання будинків, приміщень та споруд системами протипожежного захисту, а також порядок технічного обслуговування цих систем визначені ДБН В.2.5-56.

5.13.18 Необхідність облаштування системами зовнішнього протипожежного водопроводу підприємств та вимоги до цих систем визначаються ДБН В.2.5-74.

5.13.19 Вимоги до утримання та технічного обслуговування систем зовнішнього протипожежного водопроводу визначені Інструкцією про порядок утримання, обліку та перевірки технічного стану джерел зовнішнього протипожежного водопостачання, затвердженою наказом МВС України від 15.06.2015 № 696 та зареєстрованою в Міністерстві юстиції України 03.07.2015 р. за № 780/27225.

5.13.20 Необхідність улаштування внутрішнього протипожежного водопроводу, кількість вводів у будинок, витрати води на внутрішнє пожежогасіння та кількість струменів від пожежних кран-комплектів визначаються, виходячи з вимог ДБН В.2.5-64.

5.13.21 Загальні вимоги щодо утримання та технічного обслуговування систем внутрішнього протипожежного водопроводу визначені НАПБ А.01.001 та ДСТУ EN 671-3.

5.13.22 Вибір типу та визначення необхідної кількості первинних засобів пожежогасіння повинні здійснюватися відповідно до НАПБ В.01.034 та НАПБ 05.026.

5.13.23 Технічне обслуговування вогнегасників повинно здійснюватися відповідно до НАПБ 05.026, а також ДСТУ 4297-2004.

5.13.24 Зберігання ЛЗР та ГР у тарі слід здійснювати в будинках або на майданчиках під навісами (залежно від кліматичних умов). Навіси слід влаштувати з негорючих матеріалів. Забороняється зберігання в тарі на відкритих майданчиках нафтопродуктів з температурою спалахування 45 °С і нижче. Види тари для зберігання та відпуску нафтопродуктів слід приймати за ДСТУ 4454:2005.

5.13.25 Зварювальні, фарбувальні та будівельно-монтажні роботи на енергооб'єктах, у тому числі ті, що виконуються ремонтними, монтажними та іншими підрядними організаціями, повинні проводитись відповідно до НАПБ А.01.001, НАПБ В.01.034.

5.13.26 Порядок дій у випадку пожежі встановлено НАПБ В.01.034 та НАПБ В.05.027.

5.13.27 Всі випадки пожеж повинні розслідуватись спеціально призначеною комісією для встановлення причин, збитків, винуватців виникнення пожежі і розроблення протипожежних заходів для інших об'єктів галузі відповідно до порядку, встановленого на електроенергетичному підприємстві, з урахуванням НПА з питань пожежної безпеки.

ГЛАВА 5.14 ЯДЕРНА БЕЗПЕКА

5.14.1 Будівництво, введення в експлуатацію та експлуатація енергоблока і АЕС мають здійснюватися відповідно до виданих згідно законодавства ліцензій на право здійснення діяльності на етапах життєвого циклу ядерної установки та дотриманням вимог норм, правил та стандартів з ядерної та радіаційної безпеки

5.14.2 Персональну відповідальність за забезпечення ядерної безпеки несе перший керівник АЕС, а за організацію робіт із забезпечення ядерної безпеки енергоблоків і підготовку експлуатаційного персоналу - технічний керівник АЕС.

Посадові особи, інженерно-технічний та оперативний персонал АЕС несуть відповідальність за ядерну безпеку в межах, установлених посадовими інструкціями.

5.14.3 Основним документом, який визначає безпечну експлуатацію РУ й енергоблоку АЕС у цілому, є технологічний регламент, у якому містяться вимоги й основні прийоми безпечної експлуатації енергоблоку АЕС, загальний порядок виконання операцій, пов'язаних з безпекою АЕС, а також межі й умови безпечної експлуатації.

5.14.4 Будь-які технічні й організаційні рішення, прийняті в процесі експлуатації для підвищення безпеки енергоблоків АЕС, крім передбачених проектом, повинні ґрунтуватися на принципі, який полягає в тому, що вони повинні бути апробовані досвідом експлуатації прототипів, позитивними результатами випробувань чи досліджень і відповідати нормам, правилам і стандартам з ядерної та радіаційної безпеки.

5.14.5 Стан ядерної безпеки АЕС повинен перевірятися відповідно до встановлених правил не рідше ніж один раз на рік.

5.14.6 Усі випадки порушення ядерної безпеки повинні бути ретельно розслідувані відповідно до НП 306.2.100-2004 і повинні бути вжиті заходи, спрямовані на запобігання повторення подібних випадків.

5.14.7 Під час експлуатації АЕС системи управління і захисту ЯР повинні забезпечувати:

а) пуск і зупин ЯР з переведенням активної зони в підкритичний стан без порушення меж безпечної експлуатації;

б) автоматичне підтримання заданого рівня потужності (інтенсивності ланцюгової реакції);

в) контроль нейтронного потоку у всьому діапазоні зміни його щільності в активній зоні (від 10^{-7} до 120 % номінального рівня), що здійснюється як мінімум трьома незалежними між собою каналами вимірювань з показуючими приладами (принаймні два з трьох каналів контролю рівня щільності нейтронного потоку повинні бути оснащені записуючими пристроями);

г) аварійний захист основного устаткування РУ відповідно до проекту;

д) контроль за зміною реактивності трьома незалежними між собою каналами;

е) аварійний захист ЯР на всіх рівнях потужності незалежно від наявності і стану джерел енергопостачання;

ж) надійне підтримування ЯР у підкритичному стані;

з) перекриття не менш ніж на один порядок змін вимірюваної величини під час послідовного переходу з однієї групи вимірювальних каналів на іншу.

У разі наявності на РУ декількох родів аварійного захисту як аварійний захист першого роду приймається найбільш швидкодіючий захист, який забезпечує автоматичний зупин ЯР під час виникнення аварії. Апаратура аварійного захисту повинна складатися, як мінімум, з двох незалежних комплектів.

5.14.8 Електрична схема управління рухом органів системи управління і захистів (СУЗ) повинна забезпечувати автоматичне введення поглиначів у ЯР після спрацювання АЗ відповідно до заданої програми і не допускати можливості витягнення органів компенсації чи регулювання при невитягнених органах АЗ.

5.14.9 Швидкість збільшення реактивності засобами впливу на реактивність не повинна перевищувати 0,07 β еф/с. Якщо виконавчі органи мають ефективність більшу ніж 0,7 β еф, то введення позитивної реактивності повинно бути кроковим з висотою кроку не більше ніж 0,3 β еф.

5.14.10 Підкритичність активної зони ЯР в будь-який момент кампанії після зведення робочих органів АЗ в робоче положення з введеними рештою органів СУЗ повинна бути не менше ніж 0,01 у стані активної зони з максимальним ефективним коефіцієнтом розмноження.

5.14.11 Кількість, розташування, ефективність і швидкість введення виконавчих органів АЗ повинні, з урахуванням виходу з ладу одного найбільш ефективного органу, забезпечувати у будь-яких аварійних ситуаціях:

- а) переведення активної зони ЯР в підкритичний стан з еобхідною швидкістю без порушень меж безпечної експлуатації;
- б) приведення ЯР у підкритичний стан і підтримку його в цьому стані з урахуванням можливого збільшення реактивності протягом часу, достатнього для введення рідкого поглинача;
- в) запобігання утворення локальних критичних мас.

5.14.12 Виведення ЯР у критичний стан і на потужність дозволяється у разі виконання таких умов:

- виконавчі органи АЗ повинні бути у зведеному стані;
- повинен здійснюватися контроль нейтронної потужності (нейтронного потоку) і періоду розгону ЯР;
- аварійний захист ЯР повинен відповідати вимогам 5.14.7 і 5.14.11;
- у систему управління і захисту повинні бути включені усі виконавчі органи СУЗ;
- система аварійного електропостачання повинна бути справною і в стані готовності до роботи; повинний бути встановлений інструкцією запас дизельного палива для дизель-генераторів;
- система аварійного введення рідкого поглинача повинна бути справною і в стані готовності до дії, повинні бути створені встановлений запас і концентрація рідкого поглинача;
- система сигналізації і блокувань ЯР повинна бути випробувана і знаходитися в робочому стані;
- повинні бути справними і знаходитися в стані готовності до дії системи аварійного розхолодження і системи локалізації аварій.

Примітка. Вимоги в повному обсязі повинні бути наведені в інструкції з експлуатації конкретної РУ.

5.14.13 Операції з досягнення критичного стану повинні виконуватися тільки за командами начальника зміни енергоблоку.

5.14.14 Контроль за зупиненою РУ, якщо ЯП знаходиться в активній зоні ЯР, повинен здійснюватися постійно, протягом усього простою, у тому числі під час завантажування і перевантажування ЯП.

Обов'язковому контролю підлягають:

- нейтронна потужність (нейтронний потік);
- швидкість наростання нейтронного потоку (чи реактивність);
- концентрація рідкого поглинача в теплоносії (якщо проектом передбачена рідинна система регулювання).

5.14.15 У разі виникнення аварійної ситуації, не передбаченої інструкцією і яка загрожує порушенням ядерної безпеки, ЯР повинен бути переведений у підкритичний стан уведенням усіх поглиначів СУЗ, в тому числі введенням рідкого поглинача (якщо останній передбачений проектом).

Оператор РУ має право і зобов'язаний самостійно зупинити РУ або перевести її в стан розхолодження у випадках, передбачений ТРБЕ, якщо подальша робота загрожує безпеці АЕС.

5.14.16 Усі роботи зі свіжим чи відпрацьованим ЯП повинні проводитися з дотриманням правил ядерної безпеки.

Порядок проведення перевантажування ЯП повинен визначатися інструкціями, програмами, робочими графіками, картографами перевантажування, складеними з урахуванням вимоги забезпечення ядерної безпеки.

5.14.17 Перевантажування ЯП повинно проводитися при введених у роботу робочих органів АЗ. У цьому випадку підкритичність повинна бути не менше ніж 0,01 у стані активної зони з максимальним ефективним коефіцієнтом розмноження.

Для ядерних реакторів, у яких перевантажування ЯП здійснюється з розщепленням робочих органів СУЗ, повинні бути передбачені засоби контролю розщепленого стану органу регулювання СУЗ. У цьому випадку при перевантаженні активної зони концентрацію рідкого поглинача доводять до такого значення, при якому (з урахуванням можливих помилок) забезпечується підкритичність активної зони не менше 0,02 (без урахування введення ОР СУЗ).

5.14.18 Ядерно-небезпечні роботи повинні проводитися, як правило, на зупиненому ЯР з підкритичністю не меншою ніж 0,02 для стану активної зони з максимальним ефективним коефіцієнтом розмноження за технологічним регламентом безпечної експлуатації енергоблока чи за спеціальним технічним рішенням або згідно з програмою, погодженими з Держатомрегулювання та затвердженими адміністрацією АЕС.

Технічне рішення чи програма повинні містити:

- мету проведення ядерно-небезпечних робіт;
- умови і порядок проведення ядерно-небезпечних робіт;
- технічні та організаційні заходи щодо забезпечення ядерної безпеки;
- критерії та контроль правильності завершення ядерно-небезпечних робіт;
- наказ про призначення відповідального за проведення ядерно-небезпечних робіт.

Якщо роботи або випробування не передбачені технологічним регламентом безпечної експлуатації РУ, інструкціями з експлуатації, то вони повинні проводитися за програмами, що містять обґрунтування ядерної безпеки і заходи із забезпечення безпеки. Програми узгоджуються з органом державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки і затверджуються експлуатуючою організацією.

5.14.19 В інструкціях з експлуатації систем і устаткування АЕС, які регламентують експлуатацію РУ і процедури (операції) з ЯП, повинні бути відображені вимоги щодо забезпечення ядерної безпеки.

5.14.20 Дії персоналу АЕС у випадку виникнення проектних (розглянутих у проекті) аварій, в тому числі і ядерної, повинні визначатися «Інструкцією з попередження і ліквідації аварій на АЕС», яка розробляється на основі звітів з аналізу безпеки (ЗАБ) адміністрацією АЕС, затверджується експлуатуючою організацією і погоджується органами державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки України.

5.14.21 Персонал АЕС повинен бути підготовлений до управління проектними і запроектними аваріями. Для цього експлуатуюча організація й адміністрація АЕС повинні розробити програми і графіки протиаварійних тренувань і організувати відповідно до них навчання і протиаварійні тренування персоналу.

Завданням управління аваріями є:

- недопущення розвитку аварійної ситуації в проектну аварію;
- запобігання розвитку проектної аварії в запроектну;
- запобігання розвитку запроектних аварій і послаблення їхніх наслідків;
- захист герметичного огороження від руйнування у разі запроектних аварій;
- повернення АЕС у контрольований стан, при якому припиняється ланцюгова реакція ділення, забезпечується постійне охолодження ЯП (активної зони) і утримання радіоактивних речовин у встановлених межах і кількості.

ГЛАВА 5.15 РАДІАЦІЙНА БЕЗПЕКА

5.15.1 Під час проектування, експлуатації, зняття АЕС (енергоблоку АЕС) з експлуатації обов'язкове виконання вимог таких НД: НРБУ-97 (ДГН 6.6.1.-6.5.001-98); ДСП 6.177-2005-09-02; НП 306.6.124.

5.15.2 Персональну відповідальність за забезпечення радіаційної безпеки несе перший керівник АЕС, а за організацію робіт із забезпечення радіаційної безпеки технологічного устаткування енергоблоків і підготовку експлуатаційного персоналу – технічний керівник АЕС.

Посадові особи, інженерно-технічний і оперативний персонал АЕС несуть відповідальність за радіаційну безпеку в межах, установлених посадовими інструкціями та інструкціями з радіаційної безпеки АЕС.

5.15.3 Адміністрація АЕС повинна розробити регламент радіаційного контролю на АЕС, який погоджується з органами державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки, з уповноваженими територіальними закладами МОЗ України та затверджується експлуатуючою організацією. У ньому мають бути встановлені види, об'єкти, періодичність, методи, технічні засоби та перелік параметрів, що контролюються.

5.15.4 На АЕС повинен бути забезпечений:

- радіаційний контроль стану захисних бар'єрів;
- радіаційний технологічний контроль;
- радіаційний дозиметричний контроль;
- радіаційний контроль навколишнього середовища;
- радіаційний контроль за нерозповсюдженням радіоактивних забруднень.

5.15.5 Здійснення радіаційного контролю на АЕС, у санітарно-захисній зоні і зоні спостереження покладається на підрозділ радіаційної безпеки.

Нагляд за дотриманням правил, норм, стандартів з радіаційної безпеки усіма працюючими на АЕС особами, у тому числі і відрядженими, покладається на службу відомчого нагляду на АЕС.

5.15.6 Радіаційний захист повинен здійснюватися виходячи із принципів, що:

- не може бути дозволена жодна діяльність, пов'язана з іонізуючим випромінюванням, якщо кінцева вигода від такої діяльності не перевищує заподіяної нею шкоди (принцип виправданості);
- величина індивідуальних доз опромінення, кількість осіб, які опромінюються, колективна доза та імовірність опромінення від будь-якого з видів іонізуючого випромінювання повинні бути найнижчими з тих, які можна практично досягти з урахуванням економічних і соціальних факторів (принцип оптимізації);
- опромінення окремих осіб від усіх джерел та видів діяльності у підсумку не повинно перевищувати встановлених дозових меж (принцип неперевищення)

5.15.7 Практична діяльність на підприємстві повинна здійснюватися відповідно до інструкції з радіаційної безпеки, у якій викладаються:

- порядок проведення робіт, обліку, зберігання, видачі та транспортування індустриальних джерел іонізуючого випромінювання, збору і видалення радіоактивних відходів, утримання приміщень;
- заходи і засоби індивідуального захисту;
- заходи радіаційної безпеки під час робіт із джерелами іонізуючого випромінювання;
- заходи попередження, виявлення і ліквідації радіаційних аварій;
- організація здійснення радіаційного контролю.

5.15.8 Показниками стану радіаційної безпеки АЕС є:

- рівень опромінювання персоналу і відряджених осіб (індивідуальні і колективні дози);
- кількість порушень у роботі АЕС з радіаційними наслідками;
- випадки порушень вимог радіаційної безпеки на АЕС;
- величина й активність газоаерозольних викидів;
- величина й активність скидів;
- об'єм утворюваних рідких радіоактивних відходів (РРВ) і твердих радіоактивних відходів (ТРВ);
- рівень радіаційної обстановки на АЕС (потужність дози, концентрація радіоактивних речовин, забрудненість поверхонь робочих приміщень).

5.15.9 Персонал, який відряджається для роботи в зоні суворого режиму АЕС, повинен мати довідку про придатність до виконання роботи в умовах іонізуючих випромінювань, довідку про дозволена сумарну дозу опромінення на період роботи на даній АЕС відповідно до посвідчення про відрядження, пройти перевірку знань з правил, норм та стандартів з ядерної та радіаційної безпеки, правил технічної експлуатації, а також правил та норм з охорони праці та пожежної безпеки

5.15.10 Персонал АЕС повинен проходити обов'язкові медичні огляди: попередній – під час прийому на роботу і періодичні, у встановленому порядку – протягом трудової діяльності.

Перелік медичних протипоказань, за наявності яких особа не може бути допущена до роботи на ядерних установках, а також із джерелами іонізуючого випромінювання (ДІВ), устанавлюється Міністерством охорони здоров'я України.

5.15.11 Кожен працюючий на АЕС, незалежно від займаної посади, у тому числі і відряджений персонал, повинен:

- знати і суворо виконувати вимоги правил та інструкцій з радіаційної безпеки під час перебування в контрольованій зоні і під час виконання конкретних робіт з джерелами іонізуючого випромінювання, а також негайно виконувати вказівки працівників підрозділів з радіаційної безпеки АЕС та служби відомчого нагляду на АЕС;
- добре усвідомлювати властивість і біологічну дію іонізуючого випромінювання;
- пам'ятати, що радіаційний вплив на організм людини має безпороговий характер;
- свої посадові і професійні обов'язки в контрольованій зоні виконувати без втрати часу на другорядні питання, щоб отримані дози опромінення були щонайменшими;
- застосовувати засоби індивідуального захисту і засоби індивідуального дозиметричного контролю;
- знати і виконувати вимоги щодо попередження радіаційної небезпеки і правила особистої поведінки у разі її виникнення;
- бути навченим практичним прийомам надання домедичної допомоги у разі радіоактивних уражень;
- доводити до відома власного керівника і підрозділу з радіаційної безпеки про виявлені несправності в роботі установок і апаратури, які є джерелами радіаційного випромінювання;
- виконувати усі вимоги з дотримання особистої гігієни, зазначені у місцевих інструкціях та положеннях.

5.15.12 Інформація про радіаційну обстановку на АЕС повинна бути доступна всьому персоналу й органам державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки.

5.15.13 Ліміти доз і допустимі рівні опромінення категорій А, Б, В встановлені НРБУ-97 (ДГН 6.6.1.-6.5.001-98). Контроль за опроміненням персоналу, обсяг і види контролю радіаційного стану на радіаційне ядерному об'єкті регламентується ДСП 6.177-2005-09-02.

5.15.14 У технологічних регламентах безпечної експлуатації кожного енергоблоку АЕС повинні бути наведені значення експлуатаційних меж і меж безпечної експлуатації за радіаційними параметрами.

Для кожного енергоблоку повинні бути встановлені кількісні значення радіаційних критеріїв виникнення аварійної ситуації.

5.15.15 Роботи в зоні з можливою або існуючою радіаційною небезпекою, під час виконання яких індивідуальні дози опромінення можуть перевищити денну дозу (0,1 мЗв), повинні виконуватися за дозиметричними нарядами з обов'язковим індивідуальним дозиметричним контролем і відповідною підготовкою робочих місць.

5.15.16 Підрозділ з радіаційної безпеки АЕС формує Перелік радіаційно-небезпечних робіт 1 та 2 групи*, який необхідно переглядати один раз в п'ять років та обов'язково корегувати, при необхідності, і який затверджує технічний керівник АЕС.

* – перша група ≥ 5 мЗв/год, друга група ≤ 5 мЗв/год

5.15.17 Радіаційно-небезпечні роботи виконуються по програмам, проектам організації робіт (ПОР), затверджених технічним керівником АЕС.

Дозволяється проведення радіаційно-небезпечних робіт за експлуатаційними інструкціями, якщо в них зазначено, що роботи, які виконуються, відносяться до радіаційно-небезпечних, а текст інструкцій містить:

- технічні і організаційні заходи із забезпечення радіаційної безпеки;
- критерії і контроль правильності завершення радіаційно-небезпечних робіт;
- зазначення посад відповідального за виконання радіаційно-небезпечних робіт, а також виконавця та контролюючого.

Для робіт під проведення ремонтів і технічного обслуговування енергоблоків АЕС, віднесених до першої групи, повинні бути розроблені програми (проекти) виконання робіт та заходи щодо зниження опромінення персоналу

5.15.18 Роботи з підвищеною радіаційною небезпекою, виконання яких не передбачене технологічними картами й інструкціями з радіаційної безпеки, повинні виконуватися за програмами, погодженими підрозділом радіаційної безпеки і затвердженими технічним керівником АЕС.

5.15.19 У випадку виникнення проектної чи запроектної аварії захист персоналу повинен здійснюватися відповідно до «Плану заходів щодо захисту персоналу АЕС».

5.15.20 Відповідно до вимог НП 306.5.01/3.083, у випадку виникнення радіаційної аварії заходи для захисту персоналу і населення повинні здійснюватися відповідно до:

- Аварійного плану АЕС;
- Планів реагування територіальних і функціональних підсистем державної системи запобігання і реагування на надзвичайні ситуації техногенного і природного характеру.

ГЛАВА 5.16 СИСТЕМИ ВЕНТИЛЯЦІЇ ТА КОНДИЦІЮВАННЯ ПОВІТРЯ

СИСТЕМИ ВЕНТИЛЯЦІЇ ТА КОНДИЦІЮВАННЯ ПОВІТРЯ ЗАГАЛЬНОГО ПРИЗНАЧЕННЯ

5.16.1 Для кожного об'єкта (будівлі, споруди) повинна бути розроблена інструкція з експлуатації систем вентиляції, в якій мають бути наведені режими експлуатації кожної вентсистеми, що містять такі відомості

– надійне та ефективне підтримання в робочих зонах виробничих приміщень стандартизованих параметрів повітря: температури, вологості, рухомості, допустимих концентрацій шкідливих речовин у повітрі, а також необхідних температурних умов повітряного середовища в зоні розміщення електроапаратури згідно з вимогами виробників устаткування та чинних НД;

– надійне підтримання концентрацій вибухонебезпечних речовин у повітрі приміщень з вибухонебезпечними виробництвами на рівні, який не перевищує допустимий;

– надійний протидимовий захист головного корпусу енергоблоку під час евакуації персоналу у випадку пожежі шляхом ефективного відведення диму з коридорів та надійного підпору ліфтів та сходових кліток зовнішнім повітрям;

– ефективне відведення газоподібних продуктів згоряння з приміщень основних щитів управління та автоматики після ліквідації осередків горіння.

5.16.2 Системи вентиляції приміщень із виробництвами, які виділяють шкідливі речовини у вигляді аерозолі, пари чи пилу, повинні забезпечувати викиди шкідливих речовин в атмосферне повітря в обсязі, який не перевищує дозволених викиди, встановлені для конкретних систем, як джерел викидів, нормативами, узгодженими і затвердженими згідно з чинними НД.

5.16.3 Під час експлуатації систем вентиляції та кондиціювання повітря повинна бути забезпечена надійна робота пов'язаних з ними інших систем, а саме: систем тепlopостачання повітрянагрівників, холодopостачання повітроохолодників, постачання охолоджувальною водою конденсаторів холодильних агрегатів автономних кондиціонерів та холодильних машин, постачання водою питної якості зрошувальних секцій центральних кондиціонерів та зволожувачів автономних кондиціонерів, паропостачання ежекторів холодильних паро ежекторних машин з параметрами робочих середовищ згідно з вимогами виробників устаткування та вказівками експлуатаційних інструкцій.

5.16.4 Системи вентиляції та кондиціювання повітря повинні постійно мати передбачену проектом теплову та протипожежну ізоляцію повітроводів, яка повинна бути завжди у справному стані.

5.16.5 Початок та закінчення роботи вентсистем періодичної дії, які викидають в атмосферне повітря шкідливі речовини і для яких встановлені нормативи дозволених викидів, повинні фіксуватися в журналі експлуатації вентсистем, що необхідно для розрахунків валових викидів шкідливих речовин.

5.16.6 На кожну вентсистему повинен бути заведений паспорт устанавленого НД зразка. У паспорт необхідно заносити дані аеродинамічних та теплотехнічних випробувань, виконуваних у процесі налагодження вентсистем після монтажу, ремонту чи модернізації і періодичних – один раз на рік, а також відомості про виконані ремонти та модернізації.

5.16.7 На кожне газо- чи пиловловлювальне устаткування витяжних вентсистем на підставі результатів випробувань повинен бути заведений паспорт газоочисної

установки (ГОУ), який підлягає погодженню з природоохоронними органами. Форма паспорта повинна відповідати державним правилам експлуатації установок очищення газу.

5.16.8 Газопиловловлювальне устаткування повинно періодично, один раз на рік, випробовуватись для визначення ефективності очищення витяжного повітря, а також максимальних, середніх та мінімальних значень концентрації шкідливих речовин у повітрі, що викидається в атмосферу.

5.16.9 Для кожного об'єкта (будівлі, споруди) повинна бути розроблена інструкція з експлуатації систем вентиляції, в якій мають бути наведені режимні карти експлуатації кожної вентсистеми, що містять такі відомості:

- режим експлуатації: цілорічний, експлуатація в теплу чи холодну пору року;
- режим управління: ручний, автоматичний (за імпульсами від давачів);
- режим роботи: однозмінний, двозмінний, цілодобовий, періодичний – залежно від необхідності, короткочасний – з фіксованим часом роботи, аварійний (під час пожежі, після пожежі, у разі підвищеної концентрації вибухонебезпечних чи радіоактивних речовин в приміщеннях, у разі виникнення радіаційної аварії на АЕС);
- час вмикання та вимикання вентсистеми (для короткочасного режиму з фіксованим часом та для однозмінного і двозмінного режимів роботи);
- критерій переходу з режиму експлуатації в теплу пору року на режим експлуатації в холодну пору року, і навпаки;
- періодичність перемикавання на резервне вентустаткування;
- періодичність опробування устаткування та автоматики аварійних вентсистем;
- періодичність перевірки вогнезатримних клапанів та клапанів димо-відведення.

5.16.10 Порядок організації оперативного та технічного обслуговування, ремонту, налагодження та випробувань систем вентиляції та кондиціонування повітря повинен бути визначений керівництвом енергооб'єкту згідно з типовими положеннями та інструкціями з урахуванням місцевих умов.

5.16.11 Зміни схем існуючих систем вентиляції чи кондиціонування повітря повинні виконуватись тільки за попередньо розробленим проектом модернізації. Усі зміни повинні відповідати чинним правилам і нормам промислової санітарії, вибухопожежобезпеки, радіаційної безпеки та охорони праці. Будь-які самовільні врізки в існуючу мережу повітроводів не допускаються.

5.16.12 Фактичні витрати тепла та електроенергії на вентиляцію та кондиціонування повітря повинні бути економічно обґрунтовані і відповідати нормативним показникам, затвердженим керівництвом енергооб'єкта.

5.16.13 Кожна вентсистема і система кондиціонування повітря, а також кожен її механізм та апаратура повинні мати оперативні позначення. При присвоєнні оперативних позначень системам вентиляції та кондиціонування повітря будівель та споруд, розташованих у межах виробничого майданчика енергооб'єкта, необхідно дотримуватись принципу неповторюваності.

5.16.14 Написи оперативних позначень систем вентиляції та кондиціонування повітря повинні бути нанесені на їхні повітроводи з інтервалом від 10 м до 20 м, при цьому вони обов'язково повинні бути на транзитних ділянках повітроводів і в місцях скупчення інших комунікацій.

СИСТЕМИ ВЕНТИЛЯЦІЇ ТА ВІДВЕДЕННЯ ГАЗОПОДІБНИХ ПРОДУКТІВ АЕС

5.16.16 Системи вентиляції та кондиціонування повітря АЕС повинні відповідати вимогам попереднього підрозділу Правил, які узгоджуються з вимогам нормативних актів, чинних в атомній енергетиці, а також вимогами санітарних правил проектування та експлуатації атомних станцій.

5.16.17 Системи вентиляції повинні забезпечувати безперебійне постачання обслуговуваних приміщень АЕС чистим повітрям відповідно до проектних режимів та підтримання в усіх нормальних експлуатаційних режимах роботи АЕС у герметичних приміщеннях і боксах, де можлива поява радіоактивних газів та аерозолів, розрідження в межах значень, що відповідають проекту та чинним НД.

5.16.18 На АЕС повинен дотримуватись принцип роздільного вентилявання приміщень зони суворого режиму та зони вільного режиму. У зоні суворого режиму незалежно від режиму роботи АЕС повинна забезпечуватись напрямок руху повітря тільки у бік більш «брудних» приміщень. Для запобігання зворотних перетікань повітря слід встановлювати клапани надлишкового тиску.

5.16.19 У приміщеннях, в межах яких можливе виділення радіоактивних газів, аерозолів, йоду, необхідно передбачати подачу до ЗІЗ (пневмокостюмів, пневмомасок) повітря, очищеного від механічних домішок, радіоактивних аерозолів та підігрітого в холодну пору року до 18 °С.

5.16.20 Системи вентиляції та кондиціонування повітря зони суворого режиму повинні мати 100% резерв вентагрегатів з автоматичним введенням резерву. Витяжні та рециркуляційні вентсистеми, які належать до локалізуючих та забезпечуючих систем, повинні живитися від мережі надійного електропостачання та бути забезпечені самозапуском вентагрегатів після перерви живлення.

5.16.21 На час проведення ремонту технологічного устаткування в герметичних приміщеннях і боксах слід збільшувати кількість повітря, що забирається з цих приміщень витяжними системами, шляхом вмикання резервних вентагрегатів.

5.16.22 Забороняється об'єднувати різні за ступенем радіоактивного забруднення приміщення повітроводами однієї системи вентиляції. Вентиляція реакторного залу повинна здійснюватися самостійними вентсистемами, у цьому разі повітрообмін у реакторному залі повинен бути не меншим однократного на годину (за умови відвідування його персоналом).

5.16.23 На АЕС повинна постійно вестись робота щодо зниження величини активності газоподібних викидів.

Експлуатація систем очищення та відведення повітря не повинна допускати можливості перевищення максимальних викидів радіоактивних речовин, встановлених нормативами. Експлуатація АЕС з викидами, радіоактивність яких перевищує нормативну максимальну величину, забороняється.

5.16.24 У випадку наявності на АЕС кількох вентиляційних труб, активність викидів через кожну з них повинна нормуватися таким чином, щоб сумарна активність не перевищувала встановлену.

5.16.25 Викид в атмосферу технологічних здувок і повітря, що відводиться з приміщень зони суворого режиму, необхідно здійснювати через висотну венттрубу після обов'язкового очищення від радіоактивних сполук йоду і аерозолів. Газу та повітря, які забираються від технологічного устаткування разом з радіоактивними речовинами, перед очищенням та викидом в атмосферу повинні, за необхідності, витримуватися в спеціальних газгольдерах.

Дозволяється видаляти вентиляційне повітря без очищення, якщо його об'ємна активність у викиді не перевищує допустимої для повітря робочих приміщень, а сумарний викид за рік не перевищить установленого значення допустимого викиду.

5.16.26 У разі очищення повітря (газів) вугільними фільтрами відносна вологість очищуваного повітря (газів) не повинна перевищувати допустиму величину, обумовлену технічними умовами виробника.

5.16.27 Під час експлуатації систем вентиляції, важливих для безпеки АЕС, а також систем спецгазоочищення повинні контролюватися такі параметри:

- напір, створюваний вентиляторами;
- витрата повітря у системах та висотній венттрубі;
- перепад тисків повітря на фільтрах;
- об'ємна активність аерозолів, ізотопів йоду, інертних радіоактивних газів у вентсистемах;
- об'ємна активність газу в системах спецгазоочищення (до і після фільтрів);
- активність та радіонуклідний склад викиду в атмосферу аерозолів, ізотопів йоду, інертних радіоактивних газів через висотну венттрубу.

Радіаційний контроль і контроль витрати повітря, яке відводиться через венттрубу, повинні здійснюватися безперервно. Обсяг та періодичність інших видів контролю повинні визначатися експлуатаційними інструкціями. В експлуатаційних інструкціях повинні бути вказані гранично допустимі значення питомих перепадів тиску повітря на фільтрах (групах фільтрів), віднесених до одиниці витрати повітря, що проходить через них. Ці значення повинні бути встановлені на підставі досвіду експлуатації та експериментальних аеродинамічних випробувань вентсистем.

5.16.28 У випадку виникнення аварійної ситуації на АЕС, яка може призвести до забруднення радіонуклідами повітряного середовища в зоні повітрязабірних пристроїв припливних вентсистем основних та допоміжних будівель, необхідно, з урахуванням встановлених режимів захисту персоналу, вимкнути всі припливно-витяжні повітрообмінні вентсистеми, які не пов'язані із забезпеченням умов роботи технологічного устаткування під час ліквідації аварії.

5.16.29 Система очищення радіоактивно-забруднених газів, що виводяться з технологічного устаткування, повинна бути обладнана необхідними ЗВТ. Управління цією системою повинно здійснюватися дистанційно.

5.16.30 У всіх елементах устаткування систем збирання та очищення радіоактивних газів, газгольдерах та інших ємностях, де можливе виділення та накопичення водню, систематично повинна контролюватися його концентрація.

Концентрація водню в газі не допускається більше 3 %.

Елементи, котрі підлягають контролю на можливе виділення та накопичення водню, повинні бути вказані в інструкції з експлуатації на підставі проекту.

5.16.31 Експлуатація установок допалювання водню на АЕС повинна здійснюватися відповідно до спеціальної інструкції. Забороняється експлуатація цієї установки при об'ємній концентрації водню після контактного апарата понад 1 %.

5.16.32 Забороняється тривала (понад 3 годин) експлуатація установки допалювання водню, якщо температура газу, що надходить до контактного апарата, менша ніж 120° С.

5.16.33 Огляд устаткування систем вентиляції, очищення газів та допалювання водню на АЕС, опробування їх резервних агрегатів та введення їх у роботу здійснюється періодично, за графіком. Капітальний ремонт цього устаткування повинен проводитись за необхідністю.

5.16.34 Ремонт вентиляторів чи заміна фільтрів у системах ремонтної вентиляції АЕС не повинні виконуватися під час проведення ремонтних робіт або робіт, пов'язаних з перевантажуванням ЯП (за винятком резервного вентустаткування).

5.16.35 Для робіт, пов'язаних з різанням, зварюванням, зачищенням на забрудненому радіонуклідами устаткуванні та трубопроводах, повинні передбачатися мобільні (пересувні) вентиляційні пристрої, а повітря, що відводиться ними, повинно очищуватися фільтрами або повинно бути організоване його скидання у відповідні штатні системи вентиляції.

5.16.36 Клапани надлишкового тиску повинні бути завжди в справному стані і забезпечувати разом із витяжними вентсистемами необхідне розрідження повітря в боксах. Кожен клапан повинен мати оперативне позначення як арматура. Періодичність огляду тих чи інших клапанів надлишкового тиску встановлюється на підставі досвіду експлуатації, залежно від запиленості та радіації повітря.

5.16.37 Забороняється використовувати патрубки клапанів надлишкового тиску для прокладання в них будь-яких комунікацій, а також захищувати підступи до них. Для високо розміщених клапанів повинні бути передбачені спеціальні пристрої (драбини, площадки), які забезпечують доступ під час техобслуговування.

5.16.38 Забороняється проводити ремонт противибухових пристроїв (типу УЗС чи МЗС) на повітрязбірниках припливних систем реакторного відділення під час роботи ЯР. Усі профілактичні та ремонтні роботи на цих пристроях, а також їх перевірка на спрацьовування повинні виконуватися під час проведення ремонтів енергоблоку. Перевірка на спрацьовування повинна проводитися за методиками, узгодженими з обласним органом цивільної оборони.

ГЛАВА 5.17

ЗБІР, ЗБЕРІГАННЯ І ТРАНСПОРТУВАННЯ РАДІОАКТИВНИХ ВІДХОДІВ, ДЕЗАКТИВАЦІЯ

5.17.1 Збір, зберігання, транспортування і перероблення РАВ повинні проводитися згідно з чинними правилами, санітарними нормами й інструкціями.

5.17.2 Експлуатація АЕС без прийнятих у роботу очисних споруд і установок з перероблення РАВ, сховищ РРВ і ТРВ забороняється.

5.17.3 Рідкі радіоактивні відходи за величиною об'ємної активності поділяються відповідно до ОСПУ-2005, ДСП 6.177-2005-09-2 на три типи: низькоактивні, середньоактивні і високоактивні.

5.17.4 Під час експлуатації АЕС повинна забезпечуватися надійна робота передбаченої проектом кількості установок для очищення води технологічних систем від радіоактивних речовин, а також системи контролю її активності.

5.17.5 Радіоактивна вода технологічних систем АЕС після її очищення від радіонуклідів і контролю активності повинна використовуватися в оборотному водопостачанні.

5.17.6 Скидання дебалансної води від технологічних систем у відкриті водоймища чи господарсько-фекальну каналізацію дозволяється після її очищення і контролю активності тільки за дотримання вимог правил охорони поверхневих вод від забруднень стічними водами і за умови, що концентрація радіоактивних речовин у ній не перевищує допустиму ДКВ_{ingest} згідно з НРБУ-97 (ДГН 6.6.1.-6.5.001-98) та при цьому не буде перевищено величину допустимого скиду для даної АЕС.

5.17.7 Під час експлуатації сховища рідких відходів (СРВ) повинна підтримуватися в робочому стані система передачі РРВ і пульпи з однієї ємності в інші, а також на установки переробки відходів.

Горючі РРВ повинні збиратися окремо і спрямовуватися на установки спалювання цих відходів з обов'язковим очищенням димових газів від радіоактивних речовин.

5.17.8 Повинен бути забезпечений контроль за протіканнями з технологічних трубопроводів з радіоактивним середовищем у технологічні канали, потоки і температурні шви будівель і споруд; збір і відведення, а також переробка продуктів протікання.

Не допускається потрапляння протікання радіоактивних середовищ технологічних трубопроводів у температурні шви будівель і споруд.

5.17.9 На АЕС повинен здійснюватися контроль щільності (герметичності) ємностей СРВ методом вимірювання активності в спеціальних свердловинах, захищених від засмічення.

5.17.10 Контроль за режимом ґрунтових вод, рівнем води в контрольних свердловинах і вмістом радіонуклідів по периметрах сховищ РРВ і ТРВ повинен проводитися не рідше ніж один раз в квартал.

Контроль за наявністю води в сховищах ТРВ повинен проводитися не рідше ніж один раз на місяць з метою вжиття заходів для попередження потрапляння в них води. У випадку потрапляння води повинні бути вжиті заходи для її збирання, відведення і перероблення.

5.17.11 Рідкі радіаційні відходи, які зберігаються в СРВ, підлягають концентруванню і ствердженню. У кубовому залишку, який спрямовується на тимчасове зберігання в ємності РРВ, солевміст повинен відповідати передбаченому проектом.

5.17.12 У СРВ повинен здійснюватися радіаційний контроль потужності дози гамма-випромінювання, концентрації радіоактивних газів і аерозолів у повітрі приміщень, концентрації водню в ємностях зберігання іонообмінних матеріалів.

Сховище рідких відходів повинно бути організоване так, щоб уникнути утворення в ємностях вибухонебезпечної суміші і підвищення температури відходів вище від заданих значень.

5.17.13 На АЕС повинен вестися документований облік надходження РРВ з проміжних ємностей у СРВ із записом у відповідному журналі.

Відповідальність за облік, зберігання відходів і правильну експлуатацію СРВ несе адміністрація цеху, до складу якого входить СРВ.

5.17.14 Тверді радіоактивні відходи класифікуються відповідно до ОСПУ-2005, ДСП 6.177-2005-09-2 на низькоактивні, середньоактивні і високоактивні. Зберігання ТРВ дозволяється в місцях, передбачених проектом та в місцях, для яких отримано дозвіл регулюючих органів на зберігання РАВ. Для зменшення об'єму ТРВ підлягають переробленню методами спалювання, пресування.

5.17.15 Збір ТРВ повинен здійснюватися в контейнери, розташовані в приміщеннях на спеціально відведених місцях. ТРВ повинні сортуватися за категорією активності та способом переробки (для низькоактивних РАВ).

Персонал АЕС повинен не допускати змішування відходів різних категорій активності, а також потрапляння нерадіоактивних твердих відходів у радіоактивні.

5.17.16 Контейнери із ТРВ, перед відправленням до місць обробки чи зберігання, підлягають дозиметричному контролю. Транспортування ТРВ до місць зберігання необхідно виконувати у відповідності до вимог санітарних правил.

На АЕС повинен вестися документований облік ТРВ, які вивозяться, із записом у відповідному журналі.

5.17.17 На АЕС повинна бути забезпечена можливість періодичної і, у разі необхідності (перед виконанням ремонтних робіт), дезактивації устаткування і приміщень, поверхні яких у процесі експлуатації перебувають у контакті з технологічними середовищами, забрудненими радіоактивними речовинами.

5.17.18 Системи дезактивації устаткування і приміщень під час експлуатації АЕС постійно повинні підтримуватися в робочому стані.

5.17.19 На АЕС повинні бути розроблені регламенти прибирання і дезактивації приміщень зони суворого режиму.

5.17.20 Запас дезактивуючих засобів і мийних розчинів повинен бути незнижуваним.

Мийні розчини для дезактивації повинні вибиратися з такою умовою, щоб забезпечувалось змивання радіоактивних речовин і запобігання їхнього вторинного осадження на поверхні, які дезактивуються. Мийні розчини не повинні викликати корозійних пошкоджень устаткування.

5.17.21 Під час планування і виконання будь-яких робіт у зоні суворого режиму повинні передбачатися і виконуватися заходи щодо зменшення об'єму РРВ, ТРВ і їхнього своєчасного відправлення на переробку та/або зберігання.

5.17.22 Пристосування, інструменти та інші предмети, які виносяться з необслуговуваних і періодично обслуговуваних приміщень зони суворого режиму в інші приміщення, повинні перед винесенням підлягати дезактивації (очищенню) для зменшення забруднень до передбачених для цих (інших) приміщень рівнів, а які не піддаються очищенню до допустимого рівня, повинні розглядатися як ТРВ.

5.17.23 Адміністрація АЕС повинна забезпечити документований облік кількості, переміщення і місцезнаходження всіх подільних і радіоактивних матеріалів, демонтованого радіоактивного устаткування, забрудненого інструменту, одягу, РАВ, інших ДІВ.

На кожному етапі поводження з РАВ, ДІВ і радіоактивними матеріалами повинен вестись радіаційний контроль.

5.17.24 Не рідше ніж один раз на рік комісія, призначена керівником установи, перевіряє правильність ведення обліку кількості ДІВ і РАВ, які є в установі і/чи здані на зберігання (зберігання і захоронення для ДІВ). У випадку виявлення втрат негайно, у встановленому порядку, повідомляються відповідні регулювальні органи.

ГЛАВА 5.18 ДОТРИМАННЯ ПРИРОДООХОРОННИХ ВИМОГ

5.18.1 Розміщення, проектування, будівництво, експлуатація, введення і виведення з експлуатації енергооб'єктів повинні здійснюватися відповідно до законів України «Про охорону навколишнього середовища», «Про охорону атмосферного повітря», «Про природно-заповідний фонд України», «Про рослинний світ», «Про тваринний світ», «Про відходи», «Про охорону земель», з дотриманням вимог Земельного, Водного кодексу України, Повітряного кодексу України, Лісового кодексу України, Кодексу України про надра, відповідних підзаконних актів, а також санітарних норм і правил, стандартів, інших державних та галузевих НД, що стосуються охорони навколишнього середовища.

Експлуатація енергоустановок, які не забезпечують дотримання чинних санітарних і природоохоронних нормативних вимог, забороняється.

5.18.2 На етапі вибору майданчика для нового будівництва енергооб'єктів необхідно підготувати вихідні дані про стан природного середовища в районі їх розташування (поверхневі і підземні води, атмосфера, ґрунти, агрокультури) з метою отримання «фонових» показників (хімічних і радіологічних) як основи для подальших оцінок впливу енергооб'єктів відповідно до вимог ДБН А.2.2-1.

5.18.3 Нове будівництво, реконструкція, технічне переоснащення, розширення, перепрофілювання, ліквідація (демонтаж) об'єктів та інші втручання в природне середовище дозволяються після розроблення матеріалів щодо оцінки впливу на навколишнє середовище та отримання позитивних висновків природоохоронних органів

5.18.4 Всі природоохоронні комплекси, споруди та установки на нових енергооб'єктах повинні мати експлуатаційну готовність до початку проведення передпускових операцій на основному енергетичному устаткуванні.

5.18.5 Під час експлуатації газоочисного та пиловловлювального устаткування, а також споруд для очищення промислових стічних вод, місць розміщення відходів слід керуватися відповідними чинними державними і галузевими НД, проектними матеріалами і розробленими на їх базі інструкціями, а також вимогами дозвільних документів.

5.18.6 Під час експлуатації енергоустановок не повинні перевищуватись погоджені з державними природоохоронними та санітарними органами граничні величини (норми, нормативи, ліміти, дозволи тощо):

- викидів шкідливих речовин в атмосферне повітря стаціонарними джерелами;
- скидів забруднювальних речовин у водні об'єкти;
- обсяги водоспоживання і водовідведення;
- обсяги утворення та розміщення відходів;
- напруженості електричного і магнітного полів, вібрації, шуму та інших шкідливих чинників.

Під час експлуатації ВЕУ додатково повинна приділятися увага захистові тварин і птахів. У разі масових уражень птахів повинна бути створена експертна група за участю орнітологів і на підставі спостережень розроблений план заходів щодо зниження уражень: зміна кольору лопатей, підсвічування, відлякування звуком тощо.

5.18.7 На всіх енергооб'єктах необхідно проводити інвентаризацію джерел викидів, скидів і утворення відходів. Обсяги та періодичність проведення (перегляду, уточнення) інвентаризації встановлюються відповідними державними та галузевими НД і можуть коректуватись природоохоронними органами.

5.18.8 На енергооб'єктах повинні контролюватися і обліковуватися кількості викидів та скидів забруднювальних речовин в атмосферне повітря стаціонарними джерелами і водні об'єкти, обсяги води, що забираються і скидаються у водоймища, обсяги утворення та розміщення відходів, а також інтенсивність інших шкідливих чинників.

Крім того, на АЕС підконтрольними є теплові та радіаційні забруднення навколишнього середовища.

5.18.9 Для контролю за викидами і скидами забруднювальних речовин у навколишнє середовище, обсягами води, яка забирається з водоймищ і скидається в них, кожний енергооб'єкт повинен оснащуватися безперервно діючими автома-

тичними приладами, а у разі їх відсутності чи неможливості застосування з технічних або економічних причин повинні використовуватись розрахункові методи і прямі періодичні вимірювання, які виконуються акредитованими (атестованими) лабораторіями за графіками і методиками, погодженими у встановленому порядку.

На АЕС повинна передбачатись система автоматизованого контролю параметрів, що характеризують радіаційний стан на проммайданчику і прилеглих територіях у всіх режимах роботи, у тому числі запроектованих аваріях, а також у випадку припинення експлуатації.

Для контролю-обліку обсягів утворення та розміщення відходів потрібно використовувати переважно розрахункові методи, а в окремих випадках (для твердих побутових, окремих видів твердих промислових відходів тощо) можуть застосовуватись методи прямого зважування чи вимірювання під час відвантаження.

Розрахункові методи контролю-обліку шкідливих викидів і скидів, утворення та розміщення відходів, базуються на основі фактичних матеріально-сировинних балансів виробництва.

Приховання порушень умов дозволу на здійснення операцій у сфері поводження з відходами не допускається.

Контроль рівнів напруженості електричних і магнітних полів, вібрації і шуму проводиться за допомогою спеціальних ЗВТ.

5.18.10 З метою визначення та прогнозування впливу своєї діяльності, своєчасного виявлення негативних наслідків, їх запобігання та подолання, на енергооб'єктах має бути організований моніторинг навколишнього середовища, зокрема атмосферного повітря, поверхневих та підземних вод і ґрунтів. Обсяги, місця і періодичність моніторингу встановлюються відповідними державними та галузевими НД і в кожному окремому випадку уточнюються і погоджуються з регіональними природоохоронними і санітарними органами.

5.18.11 Для виявлення можливої міграції радіонуклідів на території майданчика АЕС проектами повинні передбачатись спостережні свердловини, обладнані засобами відбору контрольних проб води.

5.18.12 У разі опалення та гарячого водопостачання промислової зони та комунального господарства від джерел тепла АЕС необхідно здійснювати контроль радіоактивності теплових мереж та опалювальних пристроїв згідно з чинними НД.

5.18.13 На усіх енергооб'єктах повинні бути спеціально обладнані місця для тимчасового зберігання-накопичення, в разі необхідності – місця для довготривалого розміщення відходів.

5.18.14 У випадку порушення меж чи умов безпеки АЕС, що супроводжується радіаційними наслідками, адміністрація АЕС зобов'язана довести до відома експлуатуючу організацію, органи державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки, а також органи місцевого самоврядування, що знаходяться в районі 30-кілометрової зони.

5.18.15 На усіх енергооб'єктах повинні бути плани заходів щодо зниження обсягів викидів шкідливих речовин в атмосферу на випадок виникнення надзвичайних ситуацій техногенного чи природного характеру, попередження аварійних та інших залпових викидів і скидів забруднюючих речовин у навколишнє середовище, організації роботи з відходами.

5.18.16 Під час експлуатації енергоустановок необхідно розробляти та впроваджувати заходи з безперервного обмеження їх прямого чи непрямого шкідливого впливу на навколишнє середовище. У зв'язку з цим повинні розроблятися та неухильно виконуватись поточні плани реалізації ефективних заходів щодо

зменшення забруднення повітряного і водного басейнів, використання свіжої води, зниження обсягів утворення та розміщення відходів, мінімізації впливу на навколишнє середовище місць розміщення відходів, а також інших об'єктів і шкідливих чинників.

5.18.17 З метою підвищення ефективності поточних планів обмеження шкідливого впливу на навколишнє середовище, всі енергооб'єкти повинні щорічно проводити внутрішній аудит на предмет дотримання ними природоохоронного законодавства, визначення технічного стану природоохоронних споруд та установок, загального стану охорони навколишнього середовища, розроблення оптимальних заходів з мінімізації викидів, скидів, водовикористання, відходоутворення тощо.

РОЗДІЛ 6. ТЕРИТОРІЯ, ВИРОБНИЧІ БУДІВЛІ І СПОРУДИ

ГЛАВА 6.1 ТЕРИТОРІЯ

6.1.1 На виконання вимог Законів України «Про благоустрій населених пунктів», «Про охорону навколишнього природного середовища», Законодавства України з охорони праці щодо утримання в належному стані території підприємства енергетики для створення здорових та безпечних умов праці, забезпечення екологічної безпеки, а також санітарного очищення території повинні бути введені в дію і утримуватися в справному стані:

- системи відведення поверхневих і ґрунтових вод з усієї території енергооб'єкта, від будівель і споруд (дренажі, каптажі, канали, водовідвідні канали тощо);

- глушники шуму вихлопних трубопроводів, а також інші пристрої і споруди, призначені для локалізації джерел шуму і зниження його рівня до норми;

- системи очищення вентиляційних викидів від пилу, радіоактивних газів та аерозолей;

- споруди для очищення забруднених стічних вод та промислової каналізації;

- мережі водопроводу, каналізації, дренажу, теплофікації, транспортні магістралі газоподібного і рідкого палива, гідрозоловідведення та їхні споруди;

- джерела питної води, водоймища і санітарні зони охорони джерел водопостачання;

- залізничні шляхи і переїзди, автомобільні дороги, пожежні проїзди, під'їзди до пожежних гідрантів, водоймищ і градирень, мости, пішохідні дороги, переходи тощо;

- протизсувні, протиобвальні, берегоукріплювальні, протилавинні і проти-селеві споруди;

- базисні і робочі репери і марки;

- п'езометри і контрольні свердловини для нагляду за режимом ґрунтових вод;

- системи контролю радіаційної обстановки на території АЕС, санітарної захисної зони АЕС та зони спостереження;

- комплекс інженерно-технічних засобів охорони (огорожі, освітлення, контрольні-пропускні пункти, службові приміщення);

- системи захисту від блискавок і заземлення.

Крім того:

- територія об'єкта енергетики повинна упорядковуватися і озеленятися відповідно до правил благоустрою;

- дощові і талі води з території господарства рідкого палива та маслогосподарства повинні відводитися в очисні споруди. Спуск цих вод в каналізацію допускається тільки після їхнього очищення. Вміст нафтопродуктів у водах, що скидаються у водоймища загального користування, повинен систематично контролюватися і відповідати санітарним нормам;

– будівництво виробничих будівель і споруд на території зони відчуження може здійснюватися тільки за наявності проекту. Виконання всіх будівельно-монтажних робіт у межах зони відчуження допускається лише з дозволу керівника енергооб'єкта.

На ВЕС не допускається висаджування дерев на відстані від ВЕУ меншій від двадцятикратного діаметра кола, описуваного ротором ВЕУ, яка визначається між осями дерева і опори ВЕУ.

6.1.2 Територія об'єкта енергетики повинна використовуватися за призначенням відповідно до генерального плану об'єкта, іншої містобудівної документації, правил благоустрою території.

6.1.3 Територія АЕС повинна відповідати вимогам державних санітарних правил, норм безпеки та нормативних документів з охорони навколишнього середовища.

На енергетичних підприємствах повинен бути організований технічний контроль і нагляд за підтриманням у надійному і справному стані території відповідно до вимог СОУ-Н МПЕ 40.1.21.525:2006 та ТИ 34-70-049 (для АЕС).

Наказом керівника територія енергетичного підприємства повинна бути розділена на ділянки (відмічені на прикладеній до наказу схемі) і закріплена за відповідними підрозділами.

6.1.4 Територія енергооб'єкта повинна охоронятись відповідно до нормативних вимог за спеціальним проектом.

Територія ПС 220 – 750 кВ повинна бути огорожена зовнішньою огорожею за спеціальним проектом та охоронятись відповідно до нормативних вимог.

На території ВЕС огорожується тільки територія, на якій розташовані основні та допоміжні будівлі та споруди (майстерні, склади, ВРУ тощо).

Вітрові електроустановки і трансформаторні пункти не огорожуються. Територія між ними може використовуватися для сільського господарства.

6.1.5 На території (майданчика) АЕС повинен бути постійно задіяний головний вхід (вихід) та не менше двох запасних, обладнаних контрольно-пропускними пунктами для контролю всіх людей та транспортних засобів, які входять та (виходять з) АЕС. Транспортні засоби, а також матеріали, устаткування, прилади тощо, що вивозяться (виносяться), перед виїздом (виносом) з території АЕС, у разі необхідності, повинні проходити дезактивацію в спеціально обладнаних місцях.

6.1.6 Транспортування по території АЕС ядерного палива (ЯП), радіоактивних матеріалів, відходів, забрудненого устаткування, приладів тощо повинно проводитися відповідно до правил транспортування радіоактивних матеріалів і джерел радіоактивних випромінювань з використанням проектних технологічних схем, пристроїв і пристосувань.

Відпрацьоване паливо, рідкі та тверді радіоактивні відходи на території АЕС по трасах, не передбачених проектом, можуть транспортуватися тільки за дозволом технічного керівника АЕС з дотриманням встановлених правил. Дозвіл повинен бути оформлений розпорядчим документом і затверджений технічним керівником АЕС.

6.1.7 Будівництво виробничих будівель і споруд під газоходами, естакадами забороняється.

6.1.8 Розміщені під землею комунікації водопроводу, каналізації, теплофікації, а також газопроводи, повітропроводи і кабелі повинні бути позначені на поверхні землі покажчиками.

На території населених пунктів показники проходження підземних кабельних ліній можуть не установлюватися, але повинні бути виконані схеми прокладання підземних кабельних ліній в масштабі з прив'язкою до будівель і споруд.

6.1.9 Проїзд транспортних засобів і механізмів по території енергооб'єкта повинен бути забезпечений до всіх споруд та будівель, місць тимчасового зберігання відходів, а також вздовж водопідвідних та відвідних каналів, водопідпірних та захисних гребель і дамб, трас підземних трубопроводів.

6.1.10 Пішохідні доріжки на території енергооб'єкта повинні з'єднувати між собою всі споруди та забезпечувати безпеку пересування в місцях перетину з транспортними комунікаціями.

6.1.11 За наявності на території енергооб'єкта блукаючих струмів повинен бути забезпечений електрохімічний захист підземних металевих споруд і комунікацій від корозії і руйнування. Електричні вимірювання щодо визначення небезпеки корозії, викликані блукаючими струмами, повинні проводитися з такою періодичністю:

- а) у зонах дії засобів електрохімічного захисту один раз на рік;
- б) в інших випадках один раз на 3 роки.

6.1.12 Усі водовідвідні мережі і пристрої до початку весняного паводку повинні бути оглянуті і підготовлені до пропуску талих вод. Місця проходу кабелів, труб, вентиляційних каналів через стіни будівель повинні бути ущільнені, а відпомповувальні механізми приведені до стану готовності до роботи. За результатами підготовки оформляється і затверджується технічним керівником підприємства відповідний акт.

6.1.13 Контроль за режимом ґрунтових вод – рівнем води в контрольних свердловинах (п'езометрах) – повинен проводитися: в перший рік експлуатації – не рідше одного разу на місяць, у наступні роки – залежно від змін рівня ґрунтових вод, але не рідше одного разу в квартал. Кількість працюючих свердловин повинна відповідати проектній.

У карстових зонах контроль за режимом ґрунтових вод, станом ґрунтів і території повинен бути організований за спеціальними програмами в терміни, передбачені інструкцією з експлуатації.

Вимірювання температури води і відбирання її проб на хімічний аналіз із свердловин повинні проводитися відповідно до інструкції з експлуатації.

Контроль за радіоактивністю ґрунтових вод на АЕС повинен виконуватись відповідно до регламенту радіаційного контролю.

Результати спостережень повинні заноситися в спеціальний журнал.

6.1.14 На енергооб'єктах повинен бути організований систематичний хіміко-аналітичний контроль за якістю підземних вод в межах великих нагромаджувачів відходів по свердловинах спостережної мережі з періодичністю один раз на півроку для отримання даних про зміни якості води з метою прийняття відповідних заходів для усунення можливих негативних наслідків.

6.1.15 Систематично, і особливо під час дощів, повинен вестись нагляд за станом відкосів, косогорів, в'язків на території енергооб'єкта, і, за необхідності, вживатися заходи для їх закріплення.

6.1.16 У випадку виявлення просадочних і зсувних явищ, здимання ґрунтів на території енергооб'єкта повинні бути вжиті заходи для усунення причин, які викликали порушення нормальних ґрунтових умов і ліквідації їх наслідків.

6.1.17 Залізничні колії, мости і споруди на них, які знаходяться у віданні енергооб'єкта, повинні утримуватися і ремонтуватися відповідно до чинних правил технічної експлуатації залізничних доріг.

6.1.18 Утримання і ремонт автомобільних доріг, мостів і споруд на них повинні відповідати вимогам чинних технічних правил ремонту і утримання автомобільних доріг.

6.1.19 Контроль за технічним станом мостів різних конструкцій і призначень, які знаходяться на балансі енергооб'єктів, повинен передбачати:

а) організацію спостережень у терміни, визначені проектною організацією, і у встановленому нею обсязі;

б) виконання обстеження мостів з періодичністю один раз на 5 років для дерев'яних і один на 10 років для бетонних, кам'яних і металевих.

Обстеження повинні проводитися спеціалізованою організацією, яка має дозвіл на виконання таких робіт. Результати повинні бути оформлені актом.

Суцільнозварні, суцільноклепані, а також підсилені зварюванням сталеві і сталезалізобетонні прогонні будівлі повинні оглядатися в зимовий період не рідше одного разу на місяць, а при температурі нижчій мінус 20° С – щоденно.

6.1.20 У період низьких температур проїзна частина, а також пішохідні доріжки, підходи до мостів повинні очищатися від снігу і льоду.

ГЛАВА 6.2

ВИРОБНИЧІ БУДІВЛІ, СПОРУДИ І САНІТАРНО-ТЕХНІЧНІ ПРИСТРОЇ

6.2.1 Виробничі будівлі і споруди електроенергетичних підприємств повинні утримуватися в справному стані, що забезпечує тривале надійне використання їх за призначенням, з дотриманням вимог промислової і пожежної безпеки, охорони праці персоналу, санітарно – технічних і екологічних норм. Організація експлуатації виробничих будівель та споруд повинна відповідати вимогам Закону України «Про регулювання містобудівної діяльності», СОУ-Н МПЕ 40.1.21.525.

На АЕС повинен бути організований технічний контроль і нагляд за експлуатацією виробничих будівель і споруд згідно з вимогами ТИ 34-70-049 та СОУ-Н МПЕ 40.1.21.525, СОУ НАЕК 109.

Керівники електроенергетичних підприємств несуть відповідальність за експлуатацію будівель і споруд згідно із законодавством України.

6.2.2 Будівлі АЕС, в яких розташовується устаткування з радіоактивним теплоносієм, сховища радіоактивних відходів (РАВ), а також інші будівлі або окремі приміщення, в яких виконують роботи з радіоактивними речовинами, матеріалами та приладами, включаючи і ремонт радіоактивного устаткування, повинні бути спроектовані та експлуатуватися відповідно до вимог державних санітарних правил, норм безпеки та нормативних документів з охорони навколишнього середовища.

6.2.3 Відповідно до Закону України «Про регулювання містобудівної діяльності», Закону України «Про охорону праці» керівники електроенергетичних підприємств забезпечують спостереження, поточний огляд і періодичне обстеження прийнятих в експлуатацію у встановленому законодавством порядку об'єктів протягом усього періоду їх існування.

Для забезпечення якісного систематичного спостереження за технічним станом будівель та споруд і їх окремих елементів електроенергетичні підприємства відповідно до СОУ 40.1-21677681-31 створюють спеціальну службу – службу спостереження за безпечною експлуатацією будівель і споруд підприємства або службу експлуатації виробничих будівель, споруд і інженерних комунікацій

Обстеження проводиться відповідно до вимог ДСТУ-Н Б В.1.2-18.

Дефекти та пошкодження виявлені при черговому обстеженні технічного стану і терміни їх усунення, а також призначений термін наступного планового обстеження фіксують в паспорті технічного стану споруди.

Система обстеження технічного стану будівель і споруд орієнтована на підтримку їх надійності, безпеки та експлуатаційної придатності, своєчасне виявлення небезпечних ситуацій і адекватного реагування на них».

Термін першого планового обстеження технічного стану після прийняття об'єкта в експлуатацію після завершення будівництва рекомендується встановлювати в проектній документації.

Термін кожного наступного планового обстеження технічного стану об'єкта встановлюють під час чергового обстеження.

Позапланові обстеження рекомендується проводити за виявленої потреби у відновленні експлуатаційних властивостей об'єкта або у їх пристосуванні до змінюваних умов використання:

- після екстремальних явищ стихійного або техногенного характеру;
- якщо виявлено, що технічний стан об'єкта погіршився до рівня, якій не відповідає вимогам експлуатаційної придатності;
- у разі виникнення або прогнозування умов експлуатації об'єкта, які змінюють проектні навантаження, впливи, інженерно-геологічну, гідрогеологічну або іншу ситуацію чи конструктивну систему об'єкта;
- у разі планування консервації,

На енергооб'єктах повинні бути організовані систематичні спостереження за будівлями і спорудами в процесі їх експлуатації в обсязі і з періодичністю відповідно до вимог законодавства України.

Будівельні конструкції основних виробничих будівель та споруд за переліком, затвердженим керівником енергооб'єкта, узгодженим з генеральним проектувальником, один раз на 5 років повинні підлягати обстеженню, оцінці технічного стану шляхом залучення відповідальних виконавців окремих видів робіт (послуг) або підприємств, установ чи організацій, які мають право виконувати цю роботу відповідно до чинного законодавства України.

Позачергові обстеження або технічні огляди проводяться у зв'язку з надзвичайними обставинами (ураганні вітри, запроектні зливи або снігопади, пожежі, землетруси тощо) або аваріями, які призвели до змін технічного стану енергооб'єкта.

6.2.4 Під час весняного технічного огляду повинні бути уточнені обсяги ремонтних робіт будівель, споруд і санітарно-технічних систем, які передбачаються на літній період, а також виявлені обсяги робіт з капітального ремонту для включення їх в план наступного року та в перспективний план ремонтних робіт (на 3-5 років).

Під час осіннього технічного огляду повинна бути перевірена готовність будівель і споруд до зими.

6.2.5 На енергооб'єктах повинні проводитися спостереження за осіданнями фундаментів будівель, споруд і устаткування: в перший рік експлуатації – три рази, у другий – два рази, в подальшому до стабілізації осідання фундаментів – один раз на рік, після стабілізації осідання (1 мм на рік і менше) – не рідше одного разу на 5 років.

6.2.6 Спостереження за осіданням фундаментів, деформаціями будівельних конструкцій і технічні огляди будівель і споруд, збудованих на територіях підземних гірничих виробок, ґрунтах, що зазнали динамічного ущільнення від діючого устаткування під час постійної вібрації, ґрунтах, що осідають, в карстових зонах і в районах з сейсмічністю 7 балів та вище повинні проводитися за спеціальними програмами в терміни, передбачені інструкцією з експлуатації, але не рідше ніж один раз на 3 роки.

6.2.7 Вентиляційні труби АЕС, димові труби ТЕС, ТЕЦ і ДТ та газоходи підлягають зовнішньому огляду один раз на рік (весною). Внутрішнє обстеження димових труб повинно проводитися з залученням спеціалізованої організації через 5 років після їх

вводу в експлуатацію, а в подальшому – у міру необхідності, але не рідше ніж один раз на 15 років. Внутрішнє обстеження труб з цегляним і монолітним футеруванням може бути замінене тепловізійним обстеженням з частотою не рідше ніж один раз на 5 років.

6.2.8 Під час спостережень за станом будівель, споруд і фундаментів устаткування повинен контролюватися стан рухомих опор, температурних швів, покрівель, зварних, клепаних і болтових з'єднань металоконструкцій, стиків арматури і закладних деталей збірних залізобетонних конструкцій, арматури і бетону залізобетонних конструкцій (у разі появи корозії або деформації), підкранових конструкцій і ділянок, які зазнають дії динамічних і термічних навантажень.

Оцінка стану металевих і залізобетонних опор ВЛ повинна здійснюватися відповідно до вимог, викладених в СОУ-Н ЕЕ 20.571.

Оцінка стану металевих і залізобетонних порталів ВРУ повинна здійснюватися відповідно до вимог, викладених в СОУ-Н ЕЕ 20.572.

6.2.9 У приміщеннях водопідготовчих установок повинні контролюватися і підтримуватися в справному стані дренажні канали, лотоки, приямки, стінки сольових комірок і комірок вологого зберігання коагулянту, підлоги в приміщеннях мірників кислоти та луку.

6.2.10 У разі виявлення в будівельних конструкціях тріщин, зламів, протікання даху та інших зовнішніх ознак пошкоджень, за цими конструкціями повинен бути встановлений нагляд з використанням маяків і з допомогою інструментальних вимірювань. Відомості про виявлені дефекти повинні заноситись в журнал технічного стану будівель і споруд з встановленням терміну ліквідації виявлених дефектів.

6.2.11 Не допускається пробивання отворів і прорізів в несучих та огорожувальних конструкціях; встановлення, підвішування і кріплення до будівельних конструкцій технологічного устаткування, транспортних засобів, трубопроводів та інших пристроїв; вирізка з'єднань та інших елементів каркаса без узгодження з проектною організацією і особою, відповідальною за експлуатацію будівлі (споруди), а також зберігання резервного устаткування та інших виробів і матеріалів у не передбачених проектом місцях.

Додаткові навантаження, влаштування прорізів, отворів можуть бути допущені за результатами перевірконого розрахунку будівельних конструкцій і, якщо виявиться необхідним, після їх підсилення.

Для кожної ділянки перекриття на основі проектних даних повинні бути визначені граничні навантаження, що вказуються на табличках, які встановлюються на видних місцях або наносяться фарбою на стіни, перекриття.

У разі зміни (зниження) несучої здатності перекриття в процесі експлуатації допустимі навантаження повинні коректуватися з врахуванням технічного стану, виявленого обстеженням та перевірочними розрахунками.

6.2.12 Покрівлі будівель і споруд весною і восени повинні очищатися від сміття, золівих відкладень і будівельних матеріалів; система скиду зливових вод повинна очищатися, а її працездатність – перевірятися.

Під час снігопадів потрібно періодично перевіряти товщину снігового покриву на покрівлі. У випадку, якщо фактичне навантаження від снігу перевищує нормативне (проектне), необхідно очищати покрівлю від снігу. Перебування людей на покрівлі без потреби не допускається.

6.2.13 Металеві конструкції будівель і споруд мають бути захищені від корозії, а ефективність антикорозійного захисту повинна контролюватись.

6.2.14 Фарбування приміщень і устаткування енергооб'єкта повинно задовольняти вимоги промислової естетики і санітарії, інструкції щодо розпізнавального забарвлення трубопроводів, а також правила і норми в атомній енергетиці.

Усі відхилення від проектних рішень щодо планування приміщень, застосування нових будівельних технологій, матеріалів, зміни в конструкції вузлів кріплення, а також будівельних виробів, фасадів будівель, інтер'єрів основних приміщень повинні узгоджуватись з проектною організацією.

6.2.15 Будівельні конструкції, фундаменти устаткування і будівельних споруд повинні бути захищені від потрапляння мінеральних мастил, кислот, лугів, пари і води.

6.2.16 Системи опалення, вентиляційні і аераційні установки та режими їх роботи повинні забезпечувати нормовані параметри повітряного середовища, надійність роботи енергетичного устаткування і довговічність захисних конструкцій. Експлуатація систем повинна здійснюватися відповідно до інструкцій з експлуатації.

6.2.17 Гідроприбирання тракту паливоподачі при температурах в приміщеннях нижче ніж 5 °С, а також у разі пошкодження герметичності облицювання і швів внутрішньої поверхні приміщень забороняється. Режим гідроприбирання і графік його проведення повинен бути вказаний в інструкції з експлуатації.

6.2.18 Площадки, конструкції і транспортні переходи будівель і споруд повинні постійно утримуватись в справному стані і чистоті. У приміщеннях і на устаткуванні не повинно допускатись накопичення пилу.

За зовнішній вигляд обладнання відповідає власник приміщення

6.2.19 Вимоги до організації і порядку проведення розслідування причин аварій будівель, споруд, їх частин і конструктивних елементів, які виникли в процесі будівництва, технічного переоснащення, модернізації, експлуатації або консервації, повинні відповідати ДБН В.1.2.-1 «СНББ. Положення про розслідування причин аварій (обвалень) будівель, споруд, їх частин та конструктивних елементів» та враховувати вимоги «Порядку проведення розслідування та ведення обліку нещасних випадків, професійних захворювань і аварій на виробництві».

6.2.20 Територія ПС повинна бути обладнана охоронною сигналізацією.

6.2.21 На кожному енергооб'єкті повинен бути складений перелік, що визначає підрозділи, за якими закріплені устаткування, будівлі, споруди, приміщення та естакади, в якому визначені межі зони обслуговування і відповідальності підрозділів за справний стан енергооб'єкта. Повинні бути розроблені і затверджені технічним керівником плани за відмітками кожної будівлі і споруди з експлікаціями приміщень.

6.2.22 Будівлі, споруди, які належать до зони суворого режиму, повинні бути розділені на три категорії обслуговування:

- приміщення, які не відвідуються;
- приміщення періодичного перебування персоналу;
- приміщення постійного перебування персоналу.

У проектах АЕС повинно бути чітко визначено, до якої категорії обслуговування належить конкретне приміщення зони суворого режиму.

6.2.23 Під час нормальної експлуатації АЕС і у випадку аварії повинна бути забезпечена герметичність необслуговуваних приміщень. Герметичність приміщень та працездатність сигналізації щодо відкриття герметичних дверей повинна періодично перевірятися. Під час роботи енергоблока двері необслуговуваних приміщень повинні бути заблоковані від випадкового потрапляння персоналу.

6.2.24 На АЕС у приміщеннях контрольованої зони підлоги, стіни і стелі повинні мати вологостійке покриття, яке мало сорбує радіоактивні речовини і піддається легкому очищенню і дезактивації.

6.2.25 Приміщення, де проходять комунікації з рідкими радіоактивними середовищами, повинні мати надійну гідроізоляцію, яка захищає нижче розміщені приміщення та ґрунт від потрапляння радіоактивних середовищ.

6.2.26 Усі аварійні виходи із зони суворого режиму повинні бути закриті, опечатані і оснащені охоронною сигналізацією. На АЕС повинен бути визначений порядок відкривання аварійних виходів.

РОЗДІЛ 7. ГІДРОТЕХНІЧНІ СПОРУДИ, ВОДНЕ ГОСПОДАРСТВО І ТЕХНІЧНЕ ВОДОПОСТАЧАННЯ, ГІДРОТУРБІННІ УСТАНОВКИ

ГЛАВА 7.1 ГІДРОТЕХНІЧНІ СПОРУДИ ТА ЇХНЄ МЕХАНІЧНЕ УСТАТКУВАННЯ

ГІДРОТЕХНІЧНІ СПОРУДИ

7.1.1 Під час експлуатації гідротехнічних споруд повинна бути забезпечена їхня безпека та надійна робота, а також безперебійна й економічна робота технологічного устаткування з дотриманням вимог охорони навколишнього середовища. Особливу увагу слід звернути на забезпечення надійності роботи протифільтраційних і дренажних пристроїв.

Гідротехнічні споруди (водопідпірні греблі й дамби, канали, тунелі, трубопроводи, водозабори і водоскиди, дамби золожузелевідвалів тощо) повинні відповідати нормативним (проектним) вимогам щодо стійкості, міцності, довговічності та екології.

Споруди і конструкції, що знаходяться під напором води, а також їхні основи і примикання повинні відповідати нормативним (проектним) показникам водонепроникності і морозостійкості.

Гідротехнічні споруди повинні охоронятися від пошкоджень, викликаних несприятливими фізичними, хімічними і біологічними процесами, впливом навантажень і води. Виявлені пошкодження повинні бути своєчасно усунені.

Усі напірні гідротехнічні споруди, які перебувають в експлуатації понад 25 років, незалежно від їхнього стану, повинні періодично піддаватися багатофакторному дослідженню з урахуванням процесів «старіння» і з оцінкою їхньої міцності, стійкості і експлуатаційної надійності із залученням спеціалізованих організацій. За результатами досліджень повинні бути вжиті заходи щодо забезпечення працездатності споруд.

7.1.2 У бетонних гідротехнічних спорудах згідно з графіком і обсягом, затвердженим технічним керівником енергооб'єкта, повинна проводитися перевірка міцності бетону на ділянках, які зазнають дії динамічних навантажень, води, яка фільтрується, мінеральних мастил, регулярного промерзання і розташовані у зонах перемінного рівня. Виявлені пошкодження, зумовлені впливом води та навантажень, повинні своєчасно усуватися.

У разі зниження міцності конструкцій споруд порівняно з встановленою проектом, вони повинні бути підсилені.

7.1.3 Ґрунтові греблі і дамби повинні бути захищені від розмивів і переливів води через гребінь. Кріплення відкосів, дренажна і зливовідвідна мережі повинні

утримуватися у справному стані. Ґрунтові споруди, особливо канали в насипах і водопроникних ґрунтах, греблі і дамби повинні бути захищені від пошкодження тваринами.

Берми і кювети каналів повинні регулярно очищатися від ґрунту осипу і виносу, не повинно допускатися заростання укосів і гребеня земляних споруд деревами і кущами, якщо це не передбачене проектом. На підвідних і відвідних каналах у необхідних місцях повинні бути встановлені сходи, містки й огорожі.

7.1.4 Повинна бути забезпечена надійна робота ущільнень деформаційних швів.

7.1.5 Розміщення вантажів і будівництво будь-яких споруд, у тому числі причалів, автомобільних і залізничних доріг на бермах і відкосах каналів, гребель, дамб і біля підпірних стінок у межах розрахункової призми обвалення, забороняється. Небезпечна зона обвалення повинна бути позначена на місцевості розпізнавальними знаками.

7.1.6 На ділянках відкосів ґрунтових гребель і дамб при високому рівні ґрунтових вод у низовому кліні для уникнення промерзання і руйнування повинен бути обладнаний дренаж або утеплення.

7.1.7 Дренажні системи для відведення води, що профільтувалася, повинні бути оснащені водомірними пристроями і утримуватися у справному стані.

Вода з дренажних систем споруд повинна відводитися безперервно. Уразі виявлення виносу ґрунту водою, що фільтрується, повинні бути вжиті заходи для його припинення.

7.1.8 Суглинкові ядра і екрани ґрунтових гребель, дренажні пристрої і перехідні фільтри повинні захищатися від промерзання. Великоуламковий матеріал упорних призм, що зазнає сезонного заморожування і розморожування, повинен відповідати нормативним (проектним) вимогам з морозостійкості і через кожні 10 – 15 років експлуатації випробовуватися на механічну і зсувну міцність.

7.1.9 Під час експлуатації підземної частини ГЕС необхідно забезпечувати постійну робочу готовність насосів для відкачування води, яка потрапляє внаслідок фільтрації або через непередбачені прориви з водопровідних трактів; справність вентиляційних установок, аварійного освітлення, запасних виходів.

7.1.10 Швидкість води в каналах повинна підтримуватись в межах, що не допускають розмивання відкосів, дно каналу і відкладення наносів. За наявності льодових утворень повинна бути забезпечено безперебійний протік води по каналу. Максимальні й мінімальні швидкості води повинні бути розраховані проектною організацією з урахуванням місцевих умов і вказані в інструкції з експлуатації.

7.1.11 Наповнення і спорожнення водосховищ, басейнів, каналів і напірних водоводів, а також зміна рівнів води повинні проводитися поступово, зі швидкостями, які запобігають появі недопустимо великих тисків за облицюванням споруди, зсуванню відкосів, виникненню розрідження і ударних явищ у водоводах. Допустимі швидкості спорожнення і наповнення повинні визначатися відповідно до РД 34.22.502, залежно від кріплення відкосів гребель, дамб і каналів.

Швидкість спорожнення і наповнення водосховищ і каналів повинна визначатися проектною організацією для кожного конкретного випадку із складанням програми. Для водосховищ малої і середньої ємності швидкість спорожнення і наповнення водосховищ і каналів не повинна перевищувати, як правило,

0,025 м/год (але не більше ніж 0,5 м/добу). Для великих водосховищ допустимі швидкості спорожнення і наповнення наводяться в Правилах експлуатації, які розробляють і затверджують в установленому порядку.

Під час пропуску водопіль (паводків) перевищення нормального підпірного рівня (НПР) верхніх б'єфів гідровузлів допускається тільки з повністю відкритими затворами усіх водоскидних і водопропускних отворів і обов'язковим використанням усіх гідротурбін. У разі зменшення притоку води позначка рівня водосховища повинна знижуватись до НПР в найкоротші технічно можливі терміни відповідно до режимів роботи водосховища.

7.1.12 Під час експлуатації напірного трубопроводу повинні бути:

- забезпечена нормальна робота ущільнень деформаційних швів та компенсаційних пристроїв;
- усунена підвищена вібрація оболонки, забезпечена нормальна робота всіх опор;
- забезпечений захист від корозії та абразивного зношення;
- недопущене розкриття поверхневих тріщин у бетоні залізобетонних водоводів, довготривале перебування у спорожненому стані дерев'яних водоводів;
- забезпечений захист будівель і споруд від затоплення у випадку пошкодження (розриву) водоводу.

Автоматично діючі пристрої, передбачені на випадок розриву трубопроводів, повинні постійно бути у стані готовності до роботи.

Вібрація оболонки напірного трубопроводу не повинна перевищувати допустимих значень. У разі щоквартального контролю вібрацій трубопроводу відповідно до Методичних вказівок з контролю вібраційного стану металевих напірних трубопроводів гідроелектростанцій амплітуда радіальної вібрації в середині прогону a , у мм, не повинна перевищувати величини

$$a < 0,0005D,$$

де D – діаметр трубопроводу, мм.

7.1.13 Під час зупину гідроагрегатів у морозний період повинні бути вжиті заходи проти небезпечного для експлуатації утворення льоду на внутрішніх стінках водоводів.

7.1.14 Аераційні пристрої напірних трубопроводів повинні бути надійно утеплені і, за необхідності, обладнані системою обігріву. Систематично в терміни, вказані в інструкції з експлуатації, повинна проводитися перевірка стану аераційних пристроїв.

7.1.15 Проведення вибухових робіт у районі споруд енергооб'єктів (підрив заторів льоду тощо) допускається за умови забезпечення безпеки споруд і устаткування.

Проведення вибухових робіт поблизу гідротехнічних споруд підрядними організаціями допускається тільки після обґрунтування генеральною проектною організацією величин безпечного сейсмічного впливу на гідротехнічні споруди та за узгодженням з технічним керівником енергооб'єкту.

7.1.16 Керівництво енергооб'єктів повинно письмово ставити до відома відповідні органи влади про недопустимість забудови зони, яка затоплюється під час пропуску через споруди гідровузлів розрахункових витрат води, також зон затоплення водосховищ багаторічного регулювання.

7.1.17 На кожному енергооб'єкті в інструкції з експлуатації повинні бути вказівки та план заходів на випадок виникнення на гідротехнічних спорудах аварійних ситуацій. У цьому плані повинні бути визначені обов'язки персоналу, способи ліквідації аварійних ситуацій, запаси матеріалів, засоби зв'язку й оповіщення, транспортні засоби, шляхи пересування тощо.

На випадок відмов або аварій гідротехнічних споруд повинні бути попередньо розроблені: необхідна проектна документація для їх раннього запобігання (на підставі розрахункових даних щодо впливу хвиль прориву з водосховища) і відповідні інструкції з ліквідації їхніх наслідків.

7.1.18 На кожному енергооб'єкті повинні бути розрахункові матеріали про дію хвиль прориву із водосховища (золужелевідвалу) через напірні гідротехнічні споруди і план заходів для ліквідації можливих аварій та їхніх наслідків, погоджений з місцевими органами влади.

7.1.19 Пошкодження гідротехнічних споруд, що створюють небезпеку для людей, устаткування та інших споруд, повинні усуватись негайно.

7.1.20 Протиаварійні пристрої, водовідливні і воднорятувальні засоби повинні бути справними і у стані готовності до роботи.

7.1.21 Нарощування дамб золужелевідвалів у процесі їх експлуатації повинно виконуватися відповідно до проекту і супроводжуватися натурними спостереженнями за засобами вимірювальної техніки (ЗВТ), які встановлені згідно з проектом золужелевідвалу.

Підняття рівня в секціях золужелевідвалу допускається після завершення будівельних робіт та встановлення ЗВТ у повному обсязі. Будь-які відхилення від проекту повинні узгоджуватися з проектною організацією.

7.1.22 На золужелевідвалах з розташуванням відстійних ставків у постійному місці верхові відкоси захисних дамб у зоні дії ставка на дамбу повинні бути захищені від пошкодження хвилями.

7.1.23 Після доведення до проектних позначок, первинні дамби золівідвалів і кожний ярус дамб нарощування повинні бути пронівельовані по всьому периметру гребеня.

На основі даних технічного нівелювання повинен бути побудований профіль гребеня дамб з інтервалом між пікетами 100 м. На профілі повинні бути вказані ділянки гребеня дамб, які розташовані нижче від лінії проектних позначок.

7.1.24 Забороняється експлуатація золужелевідвалів, на яких відкоси захисних дамб мають менше закладення (ухил), ніж проектні значення.

7.1.25 Гребені захисних дамб золужелевідвалів (ширина гребеня і його покриття) повинні бути придатними для проїзду техніки, яку використовують під час експлуатації та ремонтів споруд.

7.1.26 Під час спорудження дамб нарощування із золужелевого матеріалу на золужелевідвалах повинні виконуватися заходи проти пиління. Нарощувати дамби при мінусовій температурі повітря забороняється.

7.1.27 Рівень заповнення золоужелевідвалів повинен бути нижче від гребеня огорожувальної дамби щонайменше на 0,5 м.

7.1.28 Капітальний ремонт гідротехнічних споруд повинен проводитися залежно від їхнього стану, не створюючи, якщо можливо, перешкод у роботі енергооб'єкту.

КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ ГІДРОТЕХНІЧНИХ СПОРУД

7.1.29 Систематичний контроль за гідротехнічними спорудами є основним способом оцінки їхнього стану та умов роботи.

7.1.30 Для контролю, огляду і ремонту гідротехнічних споруд повинні бути передбачені проходи і проїзди вздовж каналів, гребель і дамб, трас підземних водоводів великого перерізу.

7.1.31 Нагляд за безпекою гідротехнічних споруд повинен здійснюватися згідно з ГКД 34.03.106.

7.1.32 Під час здавання гідротехнічних споруд в експлуатацію власнику (замовнику) повинні бути передані:

- засоби вимірювальної техніки і всі дані спостережень по них за гідротехнічними спорудами в період будівництва – будівельною організацією;
- дані аналізу результатів натурних спостережень, інструкції з організації спостережень, методи обробки і аналізу натурних даних із зазначенням гранично допустимих із умов стійкості і міцності споруд, показів ЗВТ – проектною організацією.

7.1.33 Обсяг спостережень і склад ЗВТ, що встановлюються на гідротехнічних спорудах, залежать від класу наслідків споруди і повинні визначатися проектом.

У період експлуатації гідротехнічної споруди склад ЗВТ і обсяг спостережень можуть бути змінені за рішенням власника гідротехнічних споруд залежно від їх стану та від зміни технічних вимог до контролю. Ці зміни повинні погоджуватись з проектними або спеціалізованими організаціями.

На енергооб'єкті повинна бути відомість і схема розміщення всіх ЗВТ із зазначенням дати встановлення кожного приладу і початкових відліків. Стан ЗВТ повинен перевірятися у терміни, вказані в інструкції з експлуатації.

Для підвищення оперативності і достовірності контролю відповідальні напірні гідротехнічні споруди можуть оснащуватися автоматизованою системою діагностичного контролю.

7.1.34 У терміни, встановлені інструкцією з експлуатації і в передбаченому нею обсязі, на всіх гідротехнічних спорудах повинні вестись спостереження за:

- осіданням і зміщенням споруд і їхніх основ;
- деформаціями споруд і облицювань, тріщинами в них, станом деформаційних і будівельних швів, кріпленням відкосів ґрунтових гребель, дамб, каналів і виямків, станом водоводів;
- режимом рівнів б'єфів гідровузла, фільтраційним режимом в основі і тілі ґрунтових, бетонних споруд і берегових примиканнях, роботою дренажних і протифільтраційних пристроїв, режимом ґрунтових вод у зоні споруд;
- впливом потоку на споруду, зокрема, за розмивом водобою і рисберми, дна і берегів; стиранням і корозією облицювань, просіданнями, зсувними явищами, замуленням і заростанням каналів і басейнів, переробкою берегів водоймищ;
- впливом льоду на споруди і їх обледенінням.

У разі необхідності повинні бути організовані спостереження за вібрацією споруди, сейсмічними навантаженнями, міцністю і водонепроникністю бетону, напруженим станом і температурним режимом конструкції, корозією металу і бетону, станом зварних швів металоконструкцій, виділенням газу на окремих ділянках гідротехнічної споруди тощо. У разі суттєвих змін умов експлуатації гідротехнічної споруди повинні проводитися додаткові спостереження за спеціальними програмами.

В інструкції з експлуатації для кожної напірної гідротехнічної споруди повинні бути вказані гранично допустимі показники її стану, з якими повинні порівнюватися результати спостережень за ЗВТ.

Початкові (проектні) гранично допустимі показники безпечного стану гідротехнічних споруд повинні систематично уточнюватися в міру накопичення результатів натурних спостережень.

7.1.35 На бетонних гідротехнічних спорудах відповідно до класу наслідків залежно від їхньої конструкції і умов експлуатації слід проводити спеціальні натурні спостереження за:

- напруженим і термонапруженим станом греблі та її основи;
- зменшенням щільності скельної основи в зоні контакту з підшвою греблі;
- напруженнями в арматурі бетону;
- зміною стану греблі у разі сейсмічних та інших динамічних впливів.

7.1.36 Під час експлуатації підземних будівель ГЕС повинен проводитися контроль за:

- напруженим станом анкерного і склепінного кріплення вміщуючого масиву;
- деформаціями зміщення стін і склепіння камери;
- фільтраційним і температурним режимами масиву;
- фільтрацією води в приміщення.

7.1.37 Відповідно до класу наслідків на гідротехнічних спорудах, розташованих у районах з сейсмічністю 7 балів і вище та в районах з сейсмічністю 8 балів і вище, повинні проводитися такі види спеціальних спостережень і випробувань:

- інженерно-сейсмометричні спостереження за роботою споруд і берегових примикань (сейсмометричний моніторинг);
- інженерно-сейсмологічні спостереження в зоні ложа водосховища поблизу створу споруд і на прилеглих територіях (сейсмологічний моніторинг).

7.1.38 Споруди, розташовані в сейсмонебезпечних районах, а також у карстових зонах, повинні підлягати тестовим випробуванням для визначення їхніх динамічних характеристик (динамічне тестування) зі складанням динамічних паспортів під час здачі в експлуатацію та через кожні 5 років.

7.1.39 Для проведення інженерно-сейсмометричних спостережень гідротехнічні споруди можуть бути оснащені автоматизованими приладами і комплексами, які дозволяють реєструвати кінематичні характеристики в ряді точок споруд і берегових примикань.

7.1.40 Для проведення інженерно-сейсмологічних спостережень поблизу гідротехнічних споруд і на берегах водосховищ, за проектом, розробленим спеціалізованою організацією, можуть бути розташовані автономні сейсмічні станції. Комплекси інженерно-сейсмометричних і інженерно-сейсмологічних спостережень кожної споруди повинні бути пов'язані з єдиною службою сейсмологічних спостережень.

7.1.41 Після кожного сейсмічного поштовху повинні оперативно реєструватися покази всіх видів ЗВТ, встановлених у споруді, з оглядом споруди та аналізом її міцності і стійкості.

7.1.42 На гідротехнічних спорудах повинні бути встановлені базисні і робочі репери. Анкерні опори напірних трубопроводів повинні мати марки, що визначають положення опор в плані і по висоті.

Водопідпірні та захисні греблі, дамби, канали, тунелі, дамби золожувальні відвалів повинні мати знаки, які відзначають по кілометру довжину споруди, початок, кінець і радіуси заокруглень, а також місця розташування прихованих під землею або водою пристроїв.

7.1.43 Засоби вимірювальної техніки повинні бути захищені від пошкоджень. П'єзометри і контрольні свердловини повинні бути захищені від засмічення та промерзання і мати чітке маркування. Відкачування води з п'єзометрів без достатнього обґрунтування забороняється. Позначка верху п'єзометрів періодично, але не рідше одного разу на рік, повинна перевірятись нівелюванням.

7.1.44 Пульти або місця розміщення ЗВТ повинні бути оснащені з врахуванням вимог охорони праці, мати вільні підходи і проїзди, освітлення, а в окремих випадках і телефонний внутрішній зв'язок (за необхідності).

7.1.45 Щорічно, до настання весняного водопілля (повені), а в окремих випадках також і літньо-осінньої повені, на енергооб'єктах повинні призначатися паводкові комісії. Комісія повинна провести огляд і перевірку підготовки до водопілля (повені) всіх гідротехнічних споруд, їх механічного устаткування, підйомних пристроїв, керувати пропуском водопілля (повені) і після його проходження знову оглянути споруди.

7.1.46 Огляд підводних частин споруд і тунелів повинен проводитися вперше після двох років експлуатації, потім через 5 років.

Огляд пазів затворів повинен проводитися не рідше, ніж через 2 роки. Ділянки бетонного кріплення в зонах збійної течії і водовертей повинні оглядатися водолазами з періодичністю не меншою ніж один раз на 2 роки.

7.1.47 На енергооб'єктах повинні вестись паспорти технічного стану будівель і споруд.

7.1.48 Один раз на 5 років повинно проводитися обстеження технічного стану гідротехнічної споруди спеціалізованою комісією.

Головою комісії призначається технічний керівник енергокомпанії (електроенергетичного підприємства), заступником – технічний керівник енергооб'єкта.

МЕХАНІЧНЕ УСТАТКУВАННЯ ГІДРОТЕХНІЧНИХ СПОРУД

7.1.49 Механічне устаткування гідротехнічних споруд (затвори і захисні загородження з їхніми механізмами), засоби його дистанційного чи автоматичного управління і сигналізації, а також підйомні і транспортні пристрої загального призначення повинні бути у справному стані і готові до роботи. Безпосередньо перед весняним водопіллям повинна бути забезпечена можливість маневрування затворами водоскидних споруд, які використовуються під час пропуску водопілля, шляхом звільнення їх від намерзлого льоду.

7.1.50 Механічне устаткування гідротехнічних споруд повинно періодично оглядатися і перевірятися відповідно до затвердженого графіка. Загальні огляди слід проводити два рази на рік: весною і восени.

Затвори водозливної греблі, які знаходяться у водопропускних отворах, повинні оглядатися з вийманням їх з пазів не рідше, ніж один раз на два роки. У разі застосування якісних антикорозійних покриттів за рішенням технічного керівника об'єкту цей термін може бути збільшено, але не більше ніж до п'яти років.

Фарбувати дерев'яні та металеві конструкції затворів і решіток потрібно у міру необхідності, зважаючи на стан лакофарбового покриття. Замінювати гумові ущільнення затворів потрібно по мірі зносу або при втраті герметичності.

Експлуатацію механічного устаткування гідротехнічних споруд потрібно виконувати згідно з ГКД 34.21.501.

7.1.51 Основні затвори повинні бути оснащені покажчиками висоти відкриття. Індивідуальні підйомні механізми і закладні частини затворів повинні мати прив'язку до базисних реперів.

7.1.52 Під час маневрування затворами їх рух повинен бути плавним, без ривків і вібрації, з правильним положенням ходових і відсутності деформації опорних частин.

Повинні бути забезпечені водонепроникність затворів, правильна посадка їх на поріг і щільне прилягання до опорного контуру. Затвори не повинні мати перекосів і недопустимих деформацій під час роботи під напором.

Тривале перебування затворів у положеннях, при яких з'являється підвищена вібрація затворів чи інших конструкцій гідротехнічних споруд, забороняється.

7.1.53 Повне закриття затворів, установлених на напірних трубопроводах, може проводитися лише при справному стані аераційних пристроїв.

7.1.54 У необхідних випадках повинно бути забезпечене утеплення або обігрівання пазів, опорних пристроїв і прогонних конструкцій, затворів, сміттєзатримувальних решіток, які призначені для роботи в зимових умовах. У разі різких знижень температури повітря повинні бути вжиті заходи, які захищають затвори від статичного тиску льоду шляхом підтримування перед ними ополонки (повітрообдування, прорубування прорізів з наступним утепленням тощо).

Затвори, які зазнають корозії, підлягають контролю несучої здатності шляхом вимірювання прогину з періодичністю один раз на 3 роки.

7.1.55 Сміттєзатримувальні конструкції (решітки, сітки, заводи) повинні регулярно очищатися від сміття.

Для кожного енергооб'єкту повинні бути встановлені граничні з огляду на міцність і економічність величини перепаду рівнів на сміттєзатримувальних ґратах.

7.1.56 Механічне устаткування і металеві частини гідротехнічних споруд повинні бути захищені від корозії і обростання молюсками (дрейсени, мідії).

ГЛАВА 7.2 ВОДНЕ ГОСПОДАРСТВО, ГІДРОЛОГІЧНЕ І МЕТЕОРОЛОГІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ

УПРАВЛІННЯ ВОДНИМ РЕЖИМОМ

7.2.1 Під час експлуатації ГЕС повинно бути забезпечене щонайповніше використання водних ресурсів і установленої потужності гідроагрегатів при оптимальній для енергокомпанії участі ГЕС у покритті графіка навантаження.

Під час експлуатації водного господарства ТЕС і АЕС повинні бути забезпечені: безперебійна подача охолоджувальної води в необхідних кількостях, регулювання температурного режиму, запобігання забруднень конденсаторів турбін і циркуляційних трактів для підтримання економічного вакууму.

Водночас повинні бути враховані потреби неенергетичних галузей (водного транспорту, зрошення, рибного господарства, водопостачання) і вимоги охорони природи.

Для енергооб'єктів, які мають водосховища, що регулюють стік води, повинні бути складені, узгоджені з зацікавленими організаціями і затверджені в установленому порядку основні правила використання водних ресурсів водосховища та правила експлуатації водосховища.

7.2.2 Для електростанцій з водосховищем комплексного використання повинен бути складений річний водогосподарський план, який встановлює щомісячні об'єми використання води різними водокористувачами. Водогосподарський план потрібно уточнювати на кожний квартал і місяць з врахуванням прогнозу стоку води регіональними службами Укргідрометцентру.

У разі наявності в енергокомпанії декількох ГЕС (каскаду) регулювання стоку повинно проводитися так, щоб одержати максимальний сумарний енергетичний ефект з урахуванням задоволення потреб інших водокористувачів.

7.2.3 Режим спрацьовування водосховища перед водопіллям і його подальшого наповнення повинен забезпечувати:

- наповнення водосховища в період водопілля до НПР (відхилення від цього правила допускається лише у випадку особливих вимог водогосподарського комплексу і для водосховищ багаторічного регулювання);

- сприятливі умови для скиду через споруди надлишку води, пропуску наносів, а також льоду, якщо це передбачено в проекті;

- необхідні узгоджені умови для нормального судноплавства, рибного господарства, зрошення і водопостачання;

- найбільший енергетичний ефект в енергосистемі у разі дотримання обмежень, узгоджених з неенергетичними водокористувачами;

- регулювання скидних витрат з дотриманням вимог безпеки і надійності роботи гідротехнічних споруд і боротьби з повенями.

Взаємно узгоджені вимоги неенергетичних водокористувачів, що обмежують режими спрацювання і наповнення водосховища, повинні бути включені в правила експлуатації водосховища.

7.2.4 Граничні величини рівнів води біля греблі електростанцій для водосховищ добового і тижневого регулювання та середні рівні води для водосховищ річного регулювання щомісячно задає Міжвідомча комісія при Державному органі, який регулює водогосподарські відносини в Україні (далі – Міжвідомча комісія).

Граничні рівні води та добове коливання рівня біля ГЕС під час осінньо-зимового періоду, повеней, нересту риби задає і коригує Міжвідомча комісія по мірі необхідності.

7.2.5 Під час введення в експлуатацію енергооб'єкта проектною організацією повинні бути передані власнику (замовнику): узгоджені з зацікавленими організаціями основні правила використання водних ресурсів водосховища, правила експлуатації водосховища, гідравлічні характеристики кожної з водопропускних (водоскидних) споруд.

У міру нагромадження експлуатаційних даних ці правила і характеристики повинні уточнюватися і доповнюватися.

7.2.6 Пропускання води через водоскидні споруди повинно здійснюватися відповідно до інструкції з експлуатації і не повинно призводити до пошкодження споруд, а також до розмиву дна за ними, що може вплинути на стійкість споруд.

7.2.7 Зміна витрати води через водоскидні споруди повинна проводитися поступово, щоб уникнути утворення в б'єфах великих хвиль. Швидкість зміни витрати води повинна визначатися місцевими умовами з врахуванням вимог безпеки населення і господарства в нижньому б'єфі гідровузла. У разі передбачення різких змін витрат води повинні бути завчасно попереджені місцеві органи виконавчої влади.

Швидкість зміни витрати води через гідротурбіни, як правило, не регламентується, і попередження про зміну витрати не робиться, якщо це не передбачено умовами експлуатації ГЕС.

7.2.8 На ГЕС, де для пропуску розрахункових максимальних витрат води в проекті передбачено використання водопропускної споруди, що належить іншому відомству (наприклад, судноплавного шлюзу), повинна бути складена узгоджена з цим відомством інструкція, яка визначає умови і порядок уведення в роботу цієї споруди.

ЕКСПЛУАТАЦІЯ ГІДРОТЕХНІЧНИХ СПОРУД В ОСІННЬО-ЗИМОВИЙ ПЕРІОД

7.2.9 До настання мінусової температури зовнішнього повітря і появи льоду повинні бути перевірені і відремонтовані шугоскиди і шуговідстійники, очищені від сміття і топляків водоприймальні пристрої і водопідвідні канали, решітки і пази затворів, а також підготовлені до роботи пристрої для обігріву решіток і пазів затворів, перевірені шугосигналізатори і мікротермометри.

7.2.10 Вздовж споруд, не розрахованих на тиск суцільної криги, повинна бути влаштована ополонка, яка підтримується у вільному від льоду стані протягом зими, або застосовані інші надійні способи для зменшення навантаження від льоду.

7.2.11 Для боротьби з шугою в підпірних б'єфах і водосховищах на річках зі стійкою кригою повинні вживатися заходи, які сприяють швидкому утворенню льоду: підтримування постійного рівня води на можливо більш високих позначках і постійного забору води при можливо меншій витраті через гідроагрегати і насоси. У разі необхідності, допускається повне зупинення ГЕС.

7.2.12 На річках, де не утворюється льодяний покрив, шуга повинна пропускатися через турбіни ГЕС (за винятком ковшових), а у разі неможливості цього – повз турбіни через шугоскиди з мінімальною втратою води. Порядок скидання шуги повинен бути визначений інструкцією з експлуатації. У великих водосховищах шуга повинна нагромаджуватися у верхньому б'єфі.

7.2.13 Режим роботи каналів ГЕС у період шугоходу повинен забезпечувати безперервну течію води без утворення затворів, які б повністю перекривали живий переріз каналу.

Залежно від місцевих умов режим каналу повинен або забезпечувати транзит шуги вздовж усієї траси, або одночасно допускати її часткове акумулювання. Допускається нагромадження шуги у відстійниках (з подальшим промиванням) і у басейнах добового регулювання.

Під час підготовки каналів до експлуатації в режимі пропуску шуги повинні бути вилучені пристрої, які звужують течію (решітки, заводи тощо).

7.2.14 Перед льодоставом і в період льодоставу повинні бути організовані систематичні (не рідше одного разу на добу) заміри температури води на ділянках водозаборів для виявлення ознак її переохолодження. Порядок включення системи обігріву і пристроїв для очищення решіток від льоду повинен бути визначений інструкцією з експлуатації.

7.2.15 Якщо вжиті заходи (обігрів, очищення) не запобігають забиванню решіток шугою і появі небезпечних перепадів рівнів на них, повинен проводитись позачерговий зупин турбін (або насосів) для очищення решіток. Допускається пропускання шуги через гідротурбіни з частковим або повним вилученням решіток у разі технічного обґрунтування в кожному випадку. У цьому випадку повинні бути вжиті заходи, які забезпечують безперебійну роботу системи технічного водопостачання.

7.2.16 Пропуск льоду через створ гідротехнічних споруд повинен проводитись з максимальним використанням льодопрпускнуго фронту із забезпеченням достатнього шару води над порогом льодоскидних отворів.

У період льодоходу, у разі загрози утворення заторів льоду і небезпечних для споруд ударів великих крижаних мас, повинні бути організовані тимчасові пости спостережень і вжито заходів для ліквідації заторів і подрібнення криги шляхом проведення вибухових робіт і розколювання льоду.

ЕКСПЛУАТАЦІЯ ВОДОСХОВИЩ

7.2.17 Для водосховища, басейну або каналу, які інтенсивно замулюються, повинна бути складена інструкція щодо боротьби з наносами. У разі необхідності для складання інструкції повинні бути залучені спеціалізовані організації.

7.2.18 На водосховищах, які інтенсивно замулюються, під час пропусків повеней повинні підтримуватись можливо найнижчі рівні в межах проектної призми регулювання, якщо це не завдає збитків іншим водоспоживачам. Наповнення таких водосховищ повинно здійснюватися в можливо більш пізній термін, на спаді повені.

7.2.19 Для зменшення замулювання водосховищ, б'єфів, басейнів, каналів необхідно:

– підтримувати такі режими їхньої роботи, які створюють можливість максимального транзиту поступаючого твердого стоку; канали в період надходження в них води підвищеної каламутності повинні працювати в режимі близькому до постійного, з можливо більшою витратою води;

– промивати б'єфи, водосховища, пороги водоприймачів, освітлювати воду у відстійниках, застосовувати берегоукріплювальні і наносозатримувальні пристрої або усувати наноси механічними засобами;

– щоденно спрацьовувати б'єфи до мінімально можливої позначки (для водосховищ добового регулювання).

7.2.20 У періоди, коли природна витрата води в річці не використовується повністю для виробництва електроенергії ГЕС, надлишок води повинен бути використаний для змивання наносів у нижній б'єф греблі і промивання порогів водоприймальних пристроїв.

7.2.21 У випадку потрапляння у водоприймальні споруди наносів, що нагромадились перед порогом водоприймача, необхідно усувати наноси шляхом їх промивання.

У разі неможливості або неефективності промивання, усунення наносів може бути проведене за допомогою механізмів.

Промивання водозабірних споруд енергооб'єктів у разі безгребельного водозабору можна здійснювати шляхом місцевих звужень потоку і розмивання відкладення наносів під дією підвищених швидкостей води.

7.2.22 Спостереження за станом водосховища, яке інтенсивно замулюється, і усунення наносів повинні бути організовані відповідно до РД 34.22.502 і з урахуванням природоохоронних вимог.

7.2.23 Відстійники енергооб'єктів повинні постійно використовуватись для освітлення води. Відключення відстійників або окремих камер для ремонту допускається тільки в період, коли вода несе незначну кількість наносів і вільна від фракцій, небезпечних щодо стирання гідротурбін та іншого устаткування.

7.2.24 На кожному енергооб'єкті, у водосховищі якого є поклади торфу, необхідно залучити спеціалізовану організацію для визначення ботанічного складу торфу, його об'ємної ваги, опору на відрив, ступеня розкладання та ряду інших даних та факторів, що сприяють спливанню торфу. На підставі цих даних і лабораторних дослідів визначаються площі можливого спливання торфу та розробляються заходи для запобігання спливання, наприклад, притиснення торфу суцільним шаром піску або активні заходи боротьби з торфом, який спливає, і які передбачають перехоплення мас торфу, що спливає, вище створу водозабірних і водоскидних споруд, переважно в місцях спливання. Перехоплений торф повинен бути відбуксований в бухти або на міліну і надійно закріплений.

7.2.25 Водосховища відокремленого користування, які є на балансі енергооб'єктів, повинні підтримуватися в належному технічному і санітарному стані силами персоналу енергооб'єктів.

На цих водосховищах повинні проводитися спостереження за:

- замуленням і заростанням;
- переробкою берегів;
- якістю води;
- температурним і льодовим режимами;
- спливанням торфу;
- дотриманням природоохоронних вимог у межах водоохоронних зон цих водосховищ.

Для організації і проведення спостережень, аналізу результатів і розроблення природоохоронних заходів, у разі необхідності, потрібно залучати спеціалізовані організації.

7.2.26 Через 5 років після початку наповнення водосховища, а потім через кожні наступні 10 років його експлуатації за результатами спостережень повинен проводитися аналіз стану водосховища і, у разі необхідності, розроблятися заходи, які забезпечують надійність і безпечність його експлуатації.

ГІДРОЛОГІЧНЕ І МЕТЕОРОЛОГІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ

7.2.27 До завдань гідрологічного і метеорологічного забезпечення енергооб'єктів повинно входити:

- отримання гідрологічних і метеорологічних даних для оптимального ведення режимів роботи енергооб'єктів, планування використання водних ресурсів і організації надійної експлуатації гідротехнічних споруд і водосховищ;
- контроль за використанням водних ресурсів на енергооб'єктах;
- отримання даних для регулювання водного стоку, пропуску водопіль і повеней, організації іригаційних, навігаційних і санітарних пропусків, забезпечення водопостачання тощо;
- отримання інформації, необхідної для своєчасного вжиття заходів для запобігання або зменшення збитків від стихійних явищ.

7.2.28 Енергооб'єкти повинні регулярно отримувати від служб Укргідро-метцентру такі дані:

- відомості про використовуваний водотік (витрата, рівні і температура води, льодові явища і наноси);
- місячні і річні водні баланси водосховищ;
- відомості про прогнозований водотік (витрата, рівні і температура води, льодові явища і наноси);

– гідрологічні і метеорологічні прогнози та попередження, необхідні для експлуатації енергооб'єктів.

У разі необхідності енергооб'єкти повинні отримувати від служб Укргідрометцентру відомості про фізичні, хімічні і гідробіологічні показники вод, про рівень їхнього забруднення, а також негайну інформацію про різкі зміни рівня забруднення вод.

7.2.29 Обсяг, терміни і порядок передачі енергооб'єкту гідрологічних і метеорологічних прогнозів і попереджень про небезпечні явища повинні бути встановлені з огляду на місцеві умови разом з відповідними службами Укргідрометцентру, які повинні реєструватися у встановленому порядку.

7.2.30 На кожному енергооб'єкті у терміни, визначені інструкцією з експлуатації, повинні бути організовані спостереження за:

- рівнями води в б'єфах водопідпірних споруд, біля водозабірних споруд, у каналах;
- льодовим режимом водотоку (річки, каналу, водосховища тощо) поблизу споруд у верхньому і нижньому б'єфах;
- вмістом наносів у воді та їх відкладенням у водосховищах, б'єфах, басейнах, каналах;
- температурою води і повітря;
- показниками якості води, яка використовується або скидається (залежно від місцевих умов).

7.2.31 Середньодобова витрата води, використаної енергооб'єктами, повинна визначатися за показниками водомірів (витратомірів); у разі відсутності водомірних пристроїв стік води може обліковуватися за характеристиками відтарованого технологічного устаткування та іншими можливими методами.

7.2.32 На усіх водосховищах, які здійснюють регулювання стоку води, повинен бути організований щодобовий облік притоку води до створу гідровузлів за даними територіальних органів Укргідрометцентру.

7.2.33 Рівні верхнього і нижнього б'єфів ГЕС і напір перед гідротурбінами, а також перепади напору на решітках повинні вимірюватися приладами з дистанційною передачею показників на центральний пульт управління. Пристрої для вимірювання рівнів води в б'єфах і перепадів напору на ґратах повинні перевірятися два рази на рік і після проходження повені.

7.2.34 Позначки нулів водомірних пристроїв повинні бути встановлені в єдиній системі позначок і повинні перевірятися нівелюванням не рідше ніж один раз на 5 років.

Довкола водомірних рейок і паль повинен сколюватись лід; автоматичні пости в морозний період повинні утеплюватися.

7.2.35 Інформація про аварійні скиди електростанціями забруднювальних речовин, а також про порушення ними встановленого режиму використання водних об'єктів, повинна негайно передаватися місцевим органам влади та місцевим органам Укргідрометцентру.

7.2.36 На водосховищах-охолодниках повинен бути організований контроль якості води і, за необхідності, повинні вживатися заходи для запобігання забруднення її промисловими, радіоактивними і побутовими стоками, які призводять до порушення вимог санітарних норм, забруднення і корозії устаткування.

ГЛАВА 7.3 ТЕХНІЧНЕ ВОДОПОСТАЧАННЯ ТА ОБРОБКА ЦИРКУЛЯЦІЙНОЇ ВОДИ

7.3.1 У процесі експлуатації систем технічного водопостачання повинні бути забезпечені:

- безперебійна подача охолоджувальної води нормованої температури в необхідній кількості і потрібної якості;
- запобігання забруднень конденсаторів турбін, теплообмінного устаткування і систем технічного водопостачання;
- виконання вимог правил і норм з охорони навколишнього середовища.

У процесі експлуатації повинні застосовуватися сучасні технічні засоби оперативного управління режимами і контролю роботи системи технічного водопостачання.

7.3.2 Для запобігання утворення відкладень у трубках конденсаторів турбін та інших теплообмінних апаратів, корозії, обростання систем технічного водопостачання, «цвітіння» води або заростання водосховищ-охолодників вищою водною рослинністю повинні проводитися профілактичні заходи.

Вибір заходів повинен визначатися місцевими умовами, допустимістю з умов експлуатації теплообмінного устаткування, охорони навколишнього середовища, а також їхньою ефективністю, та економічними показниками.

Періодичне очищення трубок конденсаторів, циркуляційних водоводів і каналів може застосовуватися у разі необхідності як тимчасовий захід.

Знищення вищої водної рослинності і боротьба з «цвітінням» води у водосховищах-охолодниках хімічним способом допускається тільки з дозволу органів Головного санітарно-епідеміологічного управління Міністерства охорони здоров'я і Державного комітету України по рибному господарству і рибопереробній промисловості.

7.3.3 У випадку накопуютьворювальної здатності охолоджувальної води необхідно здійснювати її обробку з метою запобігання накопуютьворення на устаткуванні систем охолодження.

У системі оборотного водопостачання з градирнями і бризкальними установками слід проводити продування системи або обробку води:

- підкисленням (сірчаною або соляною кислотою);
- фосфатуванням неорганічними поліфосфатами, оксиетиліден-дифосфатною кислотою (ОЕДФК);
- вапнуванням з розкисленням або застосуванням комбінованого методу її обробки (підкислення і фосфатування неорганічними поліфосфатами; підкислення і ОЕДФК).

У разі підкислення добавочної води сірчаною чи соляною кислотою лужний буфер у ній підтримувати не менше ніж 1,0 – 0,5 мг-екв/дм³; у разі введення кислоти безпосередньо в циркуляційну воду лужність її підтримувати не нижче ніж 2,0 – 2,5 мг-екв/дм³; у разі застосування сірчаної кислоти слідкувати, щоби вміст сульфатів в циркуляційній воді не досягав рівня, який викликає пошкодження бетонних конструкцій або осаджування сульфату кальцію.

У разі фосфатування циркуляційної води неорганічними поліфосфатами вміст у ній фосфатів у перерахунку на PO₄³⁻ підтримувати в межах від 2,0 до 2,7 мг/дм³.

Вапнування води проводиться сумісно з підкисленням сірчаною кислотою та обробкою води ОЕДФК або поліфосфатами.

У разі застосування ОЕДФК вміст її в циркуляційній воді залежно від хімічного складу, підтримувати в межах 0,25 – 4,0 мг/дм³. Під час продування системи, залежно від призначення водоймища, яке приймає продувну воду,

концентрація ОЕДФК у продувній воді повинна обмежуватись гранично допустимою концентрацією ОЕДФК: для водоймищ санітарно – побутового водокористування – 2 мг/дм³, для рибогосподарських водоймищ – 1,0 мг/дм³, а для водоймищ питного користування – 0,6 мг/дм³. Відповідно з обмеженням концентрації ОЕДФК обмежується гранично допустима карбонатна твердість оборотної води.

У системі оборотного водопостачання з водосховищами-охолодниками потрібно:

– проводити водообмін у період кращої хімічної якості води в джерелі підживлення;

– у разі зміни в період експлуатації хімічного складу підживлювальної води необхідно залучити спеціалізовану організацію для складання гідрохімічного прогнозу з урахуванням накопуютьовувальних властивостей охолоджувальної води та розроблення оптимального режиму водообміну;

– у разі неможливості зниження карбонатної твердості охолоджувальної води до потрібного значення шляхом водообміну (а також в системі прямотокового водопостачання) з введенням першого енергоблоку передбачати установки для очищення трубок конденсаторів турбін пористими гумовими кульками або передбачати установки для кислотних промивань конденсаторів турбін і з очищення або утилізації промивних розчинів.

Допускається застосування інших методів обробки охолоджувальної води з метою запобігання накопуютьоврення на устаткуванні систем охолодження, у цьому разі узгодження технології, яка застосовується, проводиться у встановленому порядку.

7.3.4 У разі хлорування охолоджувальної води для запобігання забруднення конденсаторів турбін та інших теплообмінників органічними відкладеннями вміст активного хлору у воді на виході з конденсатора повинен бути в межах 0,4 – 0,5 мг/дм³. У продувній воді активний хлор має бути відсутнім.

У прямотоковій системі технічного водопостачання і в оборотній з водосховищами-охолодниками для запобігання присутності активного хлору у воді відвідних каналів, хлорування повинно виконуватися з подачею хлорного розчину в охолоджувальну воду, яка надходить тільки в одну половину (хід) конденсатора або в один із двох конденсаторів, які знаходяться в роботі, тобто з врахуванням хлоро-поглинальної здатності охолоджувальної води.

7.3.5 При обробленні води мідним купоросом для знищення водоростей в оборотній системі з градирнями і бризкальними установками його вміст в охолоджувальній воді повинен бути у межах 3 – 6 мг/дм³. Скидання продувної води з системи оборотного водопостачання у водні об'єкти у разі обробки мідним купоросом повинно здійснюватися відповідно до чинних правил охорони поверхневих вод від забруднення стічними водами, Водного кодексу України і 7.3.6 – 7.3.10 Правил.

7.3.6 Умови скидання продувних вод у водні об'єкти визначаються з урахуванням:

– ступеня можливого змішування і розведення продувних вод з водою водного об'єкта на шляху від місця випуску продувних вод до розрахункового (контрольного) створу найближчих пунктів господарсько-питного, культурно-побутового і рибогосподарського водокористування;

– якості води водоймищ і водотоків вище місця скиду продувних вод.

Врахування процесів природного самоочищення вод від речовин, що потрапляють в них, допускається, якщо процес самоочищення доволі різко виражений і його закономірності достатньо вивчені.

7.3.7 У разі скидання продувних вод у водні об'єкти кількість шкідливих речовин після змішування не повинна перевищувати гранично допустиму концентрацію міді (Cu⁺²) 0,01 мг/дм³ у воді водних об'єктів рибогосподарського

призначення і $1,0 \text{ мг/дм}^3$ у воді водних об'єктів господарсько-питного і культурно-побутового водокористування.

7.3.8 Скидання у водні об'єкти стічних вод підприємств (установ, організацій) здійснюється відповідно до чинного законодавства.

7.3.9 Забороняється улаштування випусків і відведення продувних вод у водні об'єкти без реєстрації і одержання дозволу в органах регулювання використання і охорони вод та органів рибоохорони.

7.3.10 Забороняється скидати продувні води у водні об'єкти, які з метою охорони природи і проведення наукових досліджень визнані заповідними в установленому законодавством України порядку.

7.3.11 Для запобігання обростання системи технічного водопостачання (поверхні грубих решіток, конструктивних елементів водоочисних сіток, водоприймальних і всмоктувальних камер і напірних водоводів) молюском дрейсени або іншими біологічними організмами, повинні використовуватися покриття, які не обростають, а у разі обростання проводиться промивання трактів гарячою водою, хлорування охолоджувальної води, яка надходить на допоміжне устаткування, з підтриманням дози активного хлору $1,5 - 2,5 \text{ мг/дм}^3$ протягом 4 – 5 діб один раз на 1,5 місяця (починаючи з квітня до жовтня включно). Періодичне хлорування повинно виконуватись відповідно до глави 7.3 цих Правил.

Допускається застосування й інших, у тому числі хімічних, методів боротьби з обростанням за узгодженням з органами регулювання використання і охорони вод та органів рибоохорони.

Для боротьби з молюском дрейсени необхідно підтримувати швидкість води в трубопроводах не менше ніж $1,5 \text{ м/с}$ (в допустимих межах) і не допускати утворення застійних зон в системах технічного водопостачання.

Боротьба із забрудненням трактів технічного водопостачання водними організмами (молюском дрейсени або мідій, мшанкою, водоростями тощо), а також механічними речовинами в напірних водоводах здійснюється встановленням фільтрів попереднього очищення води, які входять у комплект системи кулькового очищення конденсаторів турбін. Фільтри попереднього очищення потрібно встановлювати до забору води на фільтри системи допоміжного устаткування. Необхідно усувати також водні організми (відмерлі молюски тощо), які надходять з водопідвідного каналу до водозабору насосної станції.

7.3.12 Експлуатація гідротехнічних споруд системи технічного водопостачання, а також контроль за їх станом, повинні здійснюватися відповідно до вимог 7.1 та 7.2 цих Правил.

7.3.13 Робота устаткування і гідроохолодників системи технічного водопостачання повинна забезпечувати виконання вимог 7.3.1 Правил.

Водночас повинні бути враховані потреби неенергетичних галузей народного господарства (водного транспорту, зрошення, рибного господарства, водопостачання) і умови охорони природи.

7.3.14 При прямотоківому, комбінованому і оборотному водопостачанні з водосховищами-охолодниками повинна здійснюватися рециркуляція теплої води для боротьби з шугою і обігріву решіток водоприймального. Рециркуляція повинна запобігати появі шуги на водозаборі; момент її включення повинен визначатися інструкцією з експлуатації, не допускаючи зниження температури води біля водоприймального нижче ніж $3 \text{ }^\circ\text{C}$, а у разі сильних морозів (мінус $10 \text{ }^\circ\text{C}$ і нижче) – не нижче ніж $5 \text{ }^\circ\text{C}$.

7.3.15 Періодичність відведення повітря з циркуляційних трактів повинна бути такою, щоб висота сифону в них не зменшувалась більше ніж на 0,3 м проти проектного значення.

7.3.16 Відхилення напору циркуляційного насосу через забруднення системи не повинно перевищувати 1,5 м проти проектного значення. Погіршення коефіцієнта корисної дії осьових вертикальних насосів через збільшення зазорів між лопатями робочого колеса і корпусом насосу і неідентичності положення лопатей робочого колеса повинно бути не більше ніж 3 %.

7.3.17 Під час експлуатації охолодників циркуляційної води повинні бути забезпечені:

- оптимальний режим роботи за умови досягнення найбільш вигідного (економічного) вакууму в конденсаторах паротурбінних установок;
- охолоджувальна ефективність згідно з нормативними характеристиками;
- контроль за якістю води (за необхідності повинні вживатись заходи щодо попередження забруднення її промисловими, радіоактивними і побутовими стоками, які призводять до порушення вимог санітарних норм, забруднення і корозії устаткування).

7.3.18 Оптимальні режими роботи гідроохолодників, циркуляційних насосів водозабірних і скидних споруд повинні відповідати вимогам режимних карт, розроблених спеціалізованою організацією для конкретних метеорологічних умов і конденсаційних навантажень енергооб'єктів.

7.3.19 Ефективність роботи гідроохолодників повинна контролюватись у процесі експлуатації за їхніми енергетичними характеристиками, виданими проектною організацією або розробленими спеціалізованою організацією за результатами натурних випробувань.

7.3.20 У разі збільшення середньоденної температури охолодженої води після охолодника більше ніж на 1 °С порівняно з розрахунковою за енергетичною характеристикою повинні бути вжиті заходи для з'ясування і усунення причин недоохолодження з залученням, у разі необхідності, спеціалізованої організації.

7.3.21 У разі появи вищої водної рослинності в зоні транзитного потоку і в водоворотних зонах водосховищ-охолодників, вона повинна бути знищена біологічним або механічним методами. Поза зонами, які беруть участь в охолодженні води, знищувати зарості не потрібно, тому що їх наявність сприяє поліпшенню якості охолоджувальної води. Повинні застосовуватися протималярійні заходи.

7.3.22 Огляд основних конструкцій градирень (елементів башти, протиобліднювального тамбура, водоуловника, зрошувача, водорозподільного пристрою і вентиляційного устаткування) повинен проводитися один раз на рік під час ремонту, бризкальних установок – щорічно весною і восени. Виявлені дефекти (пошкоджені фундаменти опор башти, отвори в обшиві башти, зрошувачі, незадовільний стан фіксаторів положення поворотних щитів тамбура, розбризкувальних пристроїв водорозподілення) повинні бути усунені. Поворотні щити тамбура працюючої градирні при плюсових температурах повітря повинні бути установлені і зафіксовані в горизонтальному положенні.

7.3.23 Антикоровізне покриття металевих конструкцій, а також зруйнований захисний шар залізобетонних елементів гідроохолодників повинні поновлюватися в міру необхідності, але не рідше ніж один раз на 5 років. Водозбірні басейни, а також азбестоцементні листи обшивок башт градирень повинні мати надійну гідроізоляцію.

7.3.24 Водорозподільні системи градирень і бризкальних установок повинні промиватися постійно, а за відсутності промивних отворів або сопел – не рідше двох разів на рік – весною і восени. Засмічені сопла повинні бути своєчасно почищені, а ті, що вийшли з ладу – замінені. Водозбірні басейни градирень і бризкальних установок повинні очищатися від намулу і сміття в міру необхідності.

7.3.25 Дерев'яні конструкції, які застосовуються під час ремонту механічного устаткування гідротехнічних споруд і градирень, повинні бути антисептовані, а кріпильні деталі – оцинковані.

7.3.26 Типові конструкції дерев'яних та азбестоцементних зрошувальних пристроїв і водовловників градирень, що виходять з ладу, повинні бути замінені більш ефективними і довговічними пристроями з полімерних матеріалів за технічними рішеннями, що розробляються власниками споруд із залученням, у разі необхідності, спеціалізованої організації.

7.3.27 Варіанти проектних рішень технічного переоснащення, модернізації гідроохолодників і систем технічного водопостачання повинні скеровуватися енергооб'єктами на експертизу спеціалізованої організації, яка має досвід пусконаладжувальних і експериментальних робіт у цій галузі, для обґрунтованого кваліфікованого висновку щодо їх надійності, довговічності і енергетичного ефекту.

7.3.28 Технологічні конструкції градирень (зрошувальні пристрої, системи водорозподілу і водовловники) повинні очищатися від мінеральних і органічних відкладень.

7.3.29 Решітки і сітки градирень і бризкальних установок повинні оглядатися один раз за зміну і, у разі необхідності, очищуватися, щоби не допускати перепаду рівнів води на них більше ніж на 0,1 м.

7.3.30 Для запобігання зволоження та обмерзання у зимовий період року прилеглої території, будівель і споруд під час роботи градирень у зимовий період, градирні повинні бути обладнані водовловними пристроями із стійких (наприклад, полімерних) матеріалів.

7.3.31 За наявності в системі технічного водопостачання декількох паралельно працюючих градирень і зменшенні взимку загальної витрати охолоджувальної води і теплових навантажень частина градирень повинна бути виведена в резерв з виконанням протипожежних та інших заходів. Для запобігання замерзання води у водозбірних басейнах повинна здійснюватися циркуляція теплої води.

7.3.32 Густина зрошення в градирнях, які працюють взимку, для запобігання обмерзання зрошувача повинна бути не менше ніж 6 м³/год на 1 м² площі зрошення, а температура води на виході з градирні – не нижче ніж 10 °С виходячи з умов запобігання обмерзання зрошувача.

7.3.33 Бризкальні установки взимку повинні працювати із зниженим напором для запобігання обмерзання устаткування, конструктивних елементів і території, що розташовані поблизу. У разі зменшення витрати води повинні бути заглушені периферійні сопла або відключені крайні розподільні трубопроводи.

Зниження напору перед розбризкувальними соплами повинно бути забезпечене шляхом зменшення загальної витрати охолоджуваної води на можливо більшу кількість працюючих секцій, або відведенням частини нагрітої води без її охолодження через неробочі скиди безпосередньо у водозбірний басейн. Температура води на виході з бризкальних установок повинна бути не нижче ніж 8 °С.

7.3.34 У випадку виведення у резерв градирень з елементами конструкцій з дерева, поліетилену та інших горючих матеріалів, вікна для проходу повітря в них повинні бути закриті, а за градирнями встановлений протипожежний нагляд.

7.3.35 Детальне обстеження металевих каркасів витяжних башт обшивних градирень повинно проводитися не рідше ніж один раз на 10 років, залізобетонних оболонок – не рідше ніж один раз на 5 років.

7.3.36 Справність світлового огородження градирні і захисту її від блискавок повинна контролюватися згідно з інструкцією з експлуатації.

7.3.37 Ремонт градирень і бризкальних установок повинен проводитися у міру необхідності, але не рідше ніж один раз на 4 – 5 років.

7.3.38 Системи технічного водопостачання відповідальних споживачів (які забезпечують системи безпеки) і важливі для безпеки гідротехнічні споруди повинні експлуатуватися згідно з інструкціями, розробленими на основі проекту, технологічного регламенту безпечної експлуатації енергоблоку АЕС.

ГЛАВА 7.4 **ГІДРОТУРБІННІ УСТАНОВКИ**

7.4.1 Під час експлуатації гідротурбінного устаткування повинна бути забезпечена безперебійна їх робота з максимально можливим для заданого навантаження і діючого напору коефіцієнтом корисної дії. Устаткування ГЕС повинно бути постійно готовим до максимально можливого навантаження, а устаткування гідроакumuлюючих електростанцій – до роботи у насосному і генераторному режимах, якщо це дозволяє рівень води у верховій водоймі.

7.4.2 Гідроагрегати і допоміжне устаткування, які знаходяться в експлуатації, повинні бути повністю автоматизовані. Пуск гідроагрегату в генераторний режим і режим синхронного компенсатора та виведення з генераторного режиму і режиму синхронного компенсатора, переведення гідроагрегату з генераторного режиму в режим синхронного компенсатора і навпаки повинні здійснюватися від одного командного імпульсу, а для оборотного гідроагрегату цей принцип повинен здійснюватися також для насосних режимів і для переведення з насосного в генераторний режим.

7.4.3 Гідроагрегати повинні працювати з повністю відкритими затворами, установленими на турбінних водоводах; граничне відкриття напрямного апарата гідротурбіни повинно бути не вище ніж значення, що відповідає максимально допустимому навантаженню гідроагрегату (генератора, генератора-двигуна) при даному напорі і висоті відсмоктування. Граничне відкриття напрямного апарата насос-турбіни, що працює в насосному режимі при мінімальному напорі і допустимій висоті відсмоктування, повинно бути не вище ніж значення, яке відповідає максимальній потужності генератора-двигуна в насосному режимі. Перепад рівнів на сміттєзатримувальних решітках не повинен перевищувати граничного значення, вказаного в інструкції з експлуатації.

7.4.4 Гідроагрегати, які перебувають у резерві, повинні бути в стані готовності до негайного автоматичного пуску. Гідротурбіни (насос-турбіни) з закритим напрямним апаратом повинні бути під повним напором з повністю відкритими затворами на водоприймачі і відсмоктувальній трубі.

На високонапірних ГЕС з напором 300 м і більше, а також з напором від 200

до 300 м при числі годин використання за рік менше ніж 3000, передтурбінні і кільцеві затвори на резервних гідроагрегатах повинні бути закриті, а напірні трубопроводи заповнені водою. На ГЕС з напором нижче ніж 200 м передтурбінний затвор на резервному гідроагрегаті не повинен закриватись, якщо він не виконує оперативної функції.

7.4.5 Гідроагрегати, які працюють у режимі синхронного компенсатора, повинні бути готові до негайного автоматичного переведення у генераторний режим.

У разі роботи гідроагрегату в режимі синхронного компенсатора робоче колесо турбіни повинно бути звільнене від води. На ГЕС, які мають передтурбінні затвори, у разі переведення гідроагрегату в режим синхронного компенсатора передтурбінний затвор повинен бути закритий.

7.4.6 Гідроагрегати повинні працювати в режимі автоматичного регулювання частоти обертання із заданим статизмом. Переведення регулятора гідротурбіни в режим роботи на обмежувачі відкриття або на ручне управління допускається у виняткових випадках з дозволу технічного керівника ГЕС за узгодженням з диспетчером енергосистеми.

7.4.7 Під час автоматичного регулювання гідроагрегату повинні бути забезпечені:

- автоматичний і ручний пуск і зупин гідроагрегату;
- стійка робота гідроагрегату у всіх режимах;
- участь у регулюванні частоти в енергосистемі з уставкою статизму і мертвої зони за частотою, що задається НЕК «Укренерго»;
- плавне (без поштовхів і гідроударів в оливопроводах) переміщення регулювальних органів у разі зміни потужності гідроагрегату;
- виконання гарантій регулювання;
- автоматична зміна обмеження максимального відкриття прямого апарата під час зміни напору;
- автоматична і ручна зміна комбінаторної залежності за напором (для поворотнлопатевих гідротурбін).

7.4.8 ГЕС потужністю більше ніж 30 МВт та з кількістю гідроагрегатів більше трьох (крім ГЕС з пропелерними турбінами) повинні бути оснащені системами групового регулювання активної потужності, з можливістю використання їх для вторинного автоматичного регулювання режиму енергосистеми по частоті та/або перетоками потужності. Відключення системи групового регулювання активної потужності допускається з дозволу диспетчерських служб оператора системи передачі у тих випадках, коли групове регулювання агрегатів неможливе через технічний стан або режимні умови роботи устаткування ГЕС.

Системи групового регулювання активної потужності не повинні перешкоджати змінам потужності гідроагрегатів у разі зміни частоти в енергосистемі.

7.4.9 Умови, які дозволяють пуск гідроагрегату, його нормальний та аварійний зупини та незаплановану зміну навантаження, повинні бути викладені в інструкціях з експлуатації, затверджених технічним керівником ГЕС, які знаходяться на робочих місцях оперативного персоналу.

Значення всіх параметрів, які визначають умови пуску гідроагрегату та режим його роботи, повинні бути встановлені на підставі даних виробників та спеціальних натурних випробувань.

7.4.10 Пуск гідроагрегату забороняється у випадках:

- напору, що виходить за межі допустимих значень, встановлених виробником гідротурбін;

- несправності будь-якого із захистів, що діють на зупин устаткування;
- дефектів системи регулювання гідроагрегату, які призводять до не виконання гарантій регулювання і нормального управління гідроагрегатом;
- несправності пристроїв дистанційного управління аварійними затворами, клапанів зриву вакууму, клапанів впуску повітря і неробочих випусків, системи гальмування гідроагрегату;
- несправності ежектора та дренажного насоса;
- якості оливи, яка не задовольняє норм на експлуатаційні оливи і температури оливи нижчій від встановленої інструкціями виробника;
- рівнів оливи у ваннах під'ятника і підшипників, зливному баку і оливоповітряному котлу оливонапірної установки нижчих від встановленого інструкціями виробника мінімуму.

7.4.11 Гідроагрегат повинен бути негайно зупинений дією захистів або персоналом у таких випадках:

- пожежі в генераторі;
- зниженні тиску оливи в системі регулювання нижче від допустимої межі;
- зниженні рівня оливи у ваннах під'ятників, підшипників і оливоповітряному котлі оливонапірної установки нижче від встановленого мінімуму;
- підвищенні температури сегментів підшипників і під'ятника гідроагрегату вище від допустимої межі;
- припиненні подачі води на змащування водяного турбінного підшипника або ущільнення валу гідротурбіни;
- припинення потоку мастила через підшипник горизонтального гідроагрегату;
- підвищенні частоти обертання ротора гідроагрегату понад значення, встановлене -виробником;
- обриву тросу зворотного зв'язку у системі регулювання (за його наявності) або зникнення електричного сигналу зворотного зв'язку;
- виходу з ладу системи управління лопатями поворотноголопатевого гідротурбін або відхильників струменя ковшових турбін;
- виявлення несправності технологічних та/або електричних захистів, що діють на зупинення гідроагрегату.

Окрім цього, гідроагрегат повинен бути негайно зупинений в інших випадках, обумовлених інструкціями з експлуатації.

7.4.12 Гідроагрегат повинен бути розвантажений або зупинений за узгодженням з технічним керівником ГЕС у таких випадках:

- несправній роботі системи регулювання;
- появи стукотів і невластивих шумів у проточній частині гідротурбіни або всередині генератора;
- збільшенні биття вала гідроагрегату і вібрації опорних вузлів агрегату, оливопроводів і золотників системи регулювання;
- зменшенні подачі води на змащування турбінного підшипника;
- підвищенні рівня води на кришці турбіни або в капсулі вище від допустимого значення у разі відмови або недостатній продуктивності дренажних насосів;
- порушенні нормальної роботи допоміжного устаткування, якщо усунення причин порушення неможливе без зупину агрегату.

7.4.13 Значення усіх параметрів, що обмежують пуск і роботу гідроагрегату, повинні бути встановлені на підставі даних виробників або спеціальних випробувань і вказані в інструкції з експлуатації.

7.4.14 Для кожного гідроагрегату повинен бути визначений і періодично, в установлені інструкціями з експлуатації терміни, проводиться контроль за мінімальною тривалістю таких процесів:

- закриття напрямного апарата гідротурбіни до зони демпфування під час скидання навантаження;
 - відкриття напрямного апарата гідротурбіни під час набору навантаження з максимальною швидкістю;
 - розгортання і згортання лопатей робочого колеса поворотнолопатевого і діагональних гідротурбін;
 - закриття і відкриття регулювальної голки і відхильників струминя ковшової гідротурбіни;
 - закриття напрямного апарата у разі спрацювання золотника аварійного закриття;
 - закриття і відкриття передтурбінних затворів, а також аварійно-ремонтних затворів на водоприймачі;
 - закриття напрямного апарату в режимі «холостий хід».
- Окрім того, періодично, згідно з інструкцією з експлуатації, повинні перевірятися критерії регулювання.

7.4.15 Не допускається тривала робота гідроагрегату з підвищеними рівнями вібрації: розмах горизонтальної вібрації (подвійна амплітуда) корпусу турбінного підшипника, а також розмах горизонтальної вібрації верхньої та нижньої хрестовин генератора, якщо на них розташовані напрямні підшипники, залежно від частоти обертання ротора генератора не повинні перевищувати значень, наведених у таблиці 7.1.

Таблиця 7.1

Частота обертання ротора гідроагрегату, об/хв	60 і менше	150	300	428	600
Допустимий розмах вібрації, мм	0,18	0,16	0,12	0,10	0,08

Розмах вертикальної вібрації кришки турбіни, опорного конуса або вантажонесучої хрестовини генератора залежно від частоти вібрації не повинен перевищувати значень, наведених у таблиці 7.2.

Таблиця 7.2

Частота вібрації, Гц	1 та менше	3	6	10	16	30 та більше
Допустимий розмах вібрації, мм	0,18	0,15	0,12	0,08	0,06	0,04

Биття вала гідроагрегату не повинно перевищувати величин, наведених в інструкції з експлуатації.

7.4.16 Для кожного гідроагрегату в інструкції з експлуатації повинні бути вказані допустимі і максимально допустимі температури сегментів під'ятника, підшипників і оливи в оливаннях. Попереджувальна сигналізація повинна вмикатися у разі збільшення температури сегмента і оливи в оливаннях на 5 °С над допустимою. Значення уставок температур для кожного сегмента, в якому встановлений термосигналізатор, і для оливи визначаються експлуатаційним персоналом на основі досвіду експлуатації або випробувань та вносяться в інструкцію з експлуатації.

7.4.17 Експлуатація під'ятників вертикальних гідроагрегатів, оснащених еластичними металопластиковими сегментами з фторопластовим покриттям,

повинна здійснюватися згідно з інструкцією з експлуатації, складеною з врахуванням чинних НД і документації виробників, яка допускає значення уставки сигналізації ставити на 10 °С вище від допустимої температури еластичних металопластикових сегментів і оливи, а уставку на зупин агрегату – ще на 5 °С вище, але не перевищуючи максимально допустимої.

7.4.18 У процесі експлуатації гідротурбінної установки повинен бути організований систематичний нагляд за витіками оливи в системі регулювання поворотнлопатових гідротурбін, щоб не допускати забруднення акваторії б'єфу. У разі виявлення витоків оливи через ущільнення лопатей гідротурбіни гідроагрегат повинен бути виведений у ремонт.

7.4.19 Огляд проточної частини гідротурбін потрібно виконувати з періодичністю, рекомендованою виробником.

7.4.20 Під час експлуатації гідроагрегату шляхом огляду і систематичних вимірювань за допомогою стаціонарних і переносних приладів повинен бути організований контроль за роботою устаткування в обсязі і з періодичністю, вказаною в інструкціях з експлуатації.

7.4.21 Система технічного водопостачання гідроагрегату повинна забезпечувати охолодження опорних вузлів, статора і ротора генератора, змащення погумованого турбінного підшипника та інших споживачів у всіх режимах роботи гідроагрегату.

7.4.22 Капітальний ремонт гідротурбін потрібно виконувати у терміни, визначені ГКД 34.20.661 та відповідно до рекомендацій виробника. В окремих обґрунтованих випадках (за узгодженням дозволом) допускається відхилення від установлених термінів.

РОЗДІЛ 8 ТЕПЛОМЕХАНІЧНЕ УСТАТКУВАННЯ

ГЛАВА 8.1 ПАЛИВНО-ТРАНСПОРТНЕ ГОСПОДАРСТВО

ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

8.1.1 Під час експлуатації паливно-транспортного господарства необхідно забезпечити:

– безперебійну роботу залізничного транспорту енергооб'єкта і механізоване розвантаження залізничних вагонів, цистерн, суден та інших транспортних засобів згідно з чинними НД;

– приймання палива від постачальників і контроль його кількості та якості механізованим способом;

– механізоване та ручне складування й зберігання устатовленого запасу палива з мінімальними втратами;

– своєчасну і безперебійну підготовку та подачу палива до котлів або в центральне пилоприготувальне відділення;

– попередження забруднення навколишньої території пилом твердого палива і бризками нафтопродуктів.

8.1.2 Енергооб'єкти повинні бути оснащені необхідним устаткуванням, пристроями, приладами для контролю кількості та якості палива, що постачається.

Якість палива, яке постачається енергооб'єктам, повинна відповідати національним стандартам, технічним умовам, договорам/контрактам на постачання палива характеристики яких задовольняють вимоги ДСТУ 4083, ДСТУ 4058, ГОСТ 5542.

Марки вугілля, що постачається енергооб'єктам, повинні відповідати проектному паливу котлоагрегатів або розрахунковому (у випадку, якщо котлоагрегати переведені на інші марки вугілля). У випадку дефіциту палив певних марок дозволяється, як виняток, постачання або виготовлення на складі ТЕС однорідних сумішей палив інших марок з виходом летких речовин, що відповідає проектному (розрахунковому) паливу, за умов, наведених в ДСТУ 4083, та при засвідченні характеристик паливної суміші відповідним сертифікатом. Умови безпечного транспортування, зберігання, пилоприготування та пиловидного спалювання таких сумішей попередньо визначають відповідними випробуваннями та затверджують у вигляді стандарту підприємства.

У договорах з постачальниками, залежно від виду проектного палива, необхідно вказувати марку, категорію якості, зольність, вологість, вміст сірки і летких речовин, клас крупності, температуру топкості золи, вимоги щодо відсутності сторонніх предметів, профілактичні заходи проти змерзання, температуру спалаху, нижчу теплоту згоряння, густину, вміст ванадію та інші показники, за якими ведеться претензійна робота згідно з ГТР 34.09.110.

У договорах на постачання твердого, рідкого та газоподібного палива повинні бути передбачені:

- рівномірне (за графіком) відвантаження твердого й рідкого палива, а для газу – тиск на вході в газорегулювальний пункт (ГРП);
- можливість повернення твердого та рідкого палива постачальнику за його рахунок, якщо показники якості не відповідають встановленим вимогам.

8.1.3 Необхідно організувати суворий облік всього палива, що надходить на енергооб'єкт, витрачання на технологічні потреби, а також під час зберігання на складах згідно з правилами обліку палива на електростанціях (ГНД 34.09.101).

Інвентаризацію твердого палива необхідно проводити щоквартально, а рідкого щомісячно, згідно з чинними НД.

Під час обліку палива, що надходить на енергооб'єкт, необхідно забезпечити:

- зважування всього твердого палива, що надходить залізницею, конвеєрами чи автомобільним транспортом, або визначення його кількості за обміром чи за осіданням суден у разі надходження водним транспортом;
- зважування або обмір всього рідкого палива, що постачається;
- визначення за допомогою засобів вимірювальної техніки (ЗВТ) кількості всього газоподібного палива, що спалюється;
- постійний, а за наявності приладів - безперервний автоматичний контроль якості всього палива, що надходить і витрачається на технологічні потреби згідно з ГТР 34.09.110;
- висунення претензій постачальникам у разі виявлення недостачі і неналежної якості палива;
- документальну реєстрацію виконуваних операцій.

Контроль якості вугілля при надходженні залізничним транспортом виконують, як правило, при розвантаженні на ТЕС. При надходженні імпортованого вугілля морським транспортом контроль якості допускається виконувати в порту надходження при розвантаженні судна (переважно) або, як виняток, в порту відправлення при завантаженні судна; в цих випадках до процедури контролю якості залучають незалежні інспекторські компанії, бажано в присутності представників ТЕС.

Контроль якості вугілля виконують шляхом контрольного випробування: при розвантаженні на ТЕС – згідно з ДСТУ 4096, в інших випадках можливим є застосування ДСТУ 8699, ДСТУ ISO 13909-2, ДСТУ–ISO– 13909-3 або відповідних міжнародних стандартів.

8.1.4 Прибулі залізничні вагони і цистерни з паливом необхідно оглянути. У разі виявлення пошкоджених вагонів або цистерн, втрати палива в дорозі або за інших обставин, передбачених «Статутом залізниць України», необхідно скласти відповідні акти і висунути претензії залізниці.

8.1.5 Засоби вимірювальної техніки, які використовуються для обліку палива (ваги, лабораторні прилади та інші вимірювальні пристрої) повинні відповідати вимогам розділу 5.10 Правил.

8.1.6 Рух поїздів, а також подавання, розвантаження та відведення вагонів з енергооб'єкта повинні бути організовані згідно з НД про порядок обслуговування та організації руху на під'їзній колії, єдиним технологічним процесом (ЄТП) роботи під'їзних колій вантажоприймача і умовами укладеного договору.

8.1.7 У договорах, укладених енергооб'єктами з підприємствами Укрзалізниці або з іншими підприємствами, що здійснюють транспортно-експедиційне обслуговування, та під час складання ЄТП не повинна прийматися до уваги можливість одночасної роботи основного і резервного устаткування фронту розвантаження твердого палива (вагоноперекидачі, конвеєри тощо).

8.1.8 Апаратура і пристрої контролю, автоматичного і дистанційного управління, технологічних захистів, блокування і сигналізації, пожежогасіння, розвантажувальних і розморожувальних споруд, агрегатів і систем паливоподачі, господарств рідкого і газоподібного палива, а також засоби диспетчерсько-технологічного керування (ЗДТК) повинні бути справні і періодично перевірятись за графіком, затвердженим технічним керівником енергооб'єкта.

ТВЕРДЕ ПАЛИВО

8.1.9 Експлуатація паливоподачі повинна бути організована згідно з типовою інструкцією та іншими НД, а також експлуатаційними інструкціями, затвердженими технічним керівником енергооб'єкта.

8.1.10 Для полегшення розвантаження палива, особливо замерзлого, та очищення залізничних вагонів енергооб'єкти повинні мати спеціальні розморожувальні споруди, механічні розпушувачі, вагонні вібратори тощо. Процеси відкривання і закривання люків піввагонів, дроблення крупних кусків і замерзлих брил палива повинні бути механізовані з використанням люкопідйомників, дробильно-фрезерних машин та інших механізмів.

8.1.11 Під час експлуатації вагоноперекидачів, розморожувальних споруд, розпушувальних установок та інших засобів повинна бути забезпечена їхня надійна робота із дотриманням вимог Укрзалізниці щодо збереженості залізничних вагонів.

Розморожувальні споруди повинні експлуатуватись згідно з режимною картою та інструкцією з обслуговування.

8.1.12 Зберігання палива на складах енергооб'єктів повинно бути організоване відповідно до типової інструкції, характеристики яких задовольняють вимоги СОУ-Н МПЕ 40.1.44.101.

8.1.13 Механізми та устаткування вугільних складів повинні бути в робочому стані, а їхня продуктивність повинна відповідати максимальним витратам вугілля без урахування машин і механізмів, які є в ремонті.

8.1.14 Робота вантажопідйомних кранів, мостових перевантажувачів за наявності тріщин в металоконструкціях, при несправних гальмах, пристроях для запобігання самовільного руху, кінцевих вимикачах та обмежувачах перекосів забороняється.

8.1.15 Резервні механізми і устаткування (вагоноперекидачі, лінії конвеєрів, дробарки тощо), повинні працювати поперемінно згідно з графіком, затвердженим технічним керівником енергооб'єкта.

У разі тимчасового переведення всіх котлів енергооб'єкта на спалювання газу або рідкого палива одна лінія паливоподачі повинна бути в постійній готовності до роботи.

8.1.16 Устаткування для підготовки і транспортування вугілля повинно забезпечувати подачу до котлів дробленого та очищеного від сторонніх предметів палива.

8.1.17 Механізми паливоподачі повинні мати автоматичне або дистанційне управління з центрального щита управління паливоподачі, а також управління по місцю.

Під час експлуатації повинна бути забезпечена надійна робота блокування, пристроїв захисту, сигналізації та аварійного зупину устаткування для безперебійної, надійної та безпечної роботи системи паливоподачі (зупину конвеєрів у разі буксування стрічок, переповнення пересипних протічок, неправильного вибору схеми, зупину одного із механізмів системи тощо).

8.1.18 Робота устаткування та пристроїв паливоподачі у разі відсутності або несправного стану попереджувальної сигналізації, необхідних огорожувальних і гальмівних пристроїв забороняється.

8.1.19 У галереях стрічкових конвеєрів, вузлах пересипання основного тракту і тракту подачі палива зі складу та в підземній частині розвантажувальних пристроїв температура повітря в холодну пору року повинна підтримуватись не нижче ніж 10°C , а в приміщенні дробильних пристроїв (крім нульової позначки) не нижче ніж 15°C .

Температура повітря в надземних частинах розвантажувальних пристроїв (за винятком будівлі вагоноперекидача та інших пристроїв із безперервним рухом вагонів) та на нульових позначках дробильних корпусів повинна підтримуватись не нижче ніж 5°C .

На конвеєрах подачі палива на склад за відсутності опалювальних пристроїв повинна застосовуватись морозостійка стрічка.

8.1.20 Тверде паливо з максимальним розміром кусків понад 25 мм слід подавати в бункери сирого палива дробленим.

Максимальний розмір кусків палива повинен бути у 2,5 рази менший від ширини розкриття відбірного елемента пробовідбірника.

Для забезпечення необхідної якості дроблення проміжки між валками валкових дробарок, між молотками і відбійною плитою, руштинами і брусом молоткових дробарок повинні періодично, згідно з інструкцією, контролюватись і регулюватись.

8.1.21 Перед подачею палива в дробарки і млини необхідно здійснити механізоване вилучення з нього металу та деревних включень. На працюючому конвеєрі металовловники повинні постійно знаходитись у роботі.

Експлуатація тракту паливоподачі, у разі непрацюючої системи металовловлення, для систем пилоприготування, оснащених середньоходовими і молотковими млинами, молольними вентиляторами, забороняється.

Уловлені сторонні предмети необхідно постійно вилучати.

8.1.22 Під час експлуатації повинен забезпечуватись рівномірний за шириною потік палива, що надходить на конвеєри, дробарки тощо. Повинні вживатися заходи (очищення, обігрівання, вібрування, відсіювання дріб'язку), які не допускають замазування вологим паливом стрічок конвеєрів, дробарок тощо.

8.1.23 Пристрої, що усувають зависання палива в бункерах і протічках (устаткування для обігрівання стінок, пневмо- і парообрушувачі, вібратори тощо) повинні бути в роботі або в стані готовності до роботи.

8.1.24 Ущільнення вузлів пересипання, дробарок та інших механізмів тракту паливоподачі, пристрої для очищення стрічок і барабанів конвеєрів, робочі елементи плужкових скидачів, аспіраційні установки та інші засоби знепилення повинні бути у справному стані і періодично, не рідше одного разу на тиждень, перевірятись. Виявлені несправності повинні усуватись в найкоротші терміни.

8.1.25 Відбір одиничних порцій та обробка проб твердого палива, що надходить до котлів, для визначення питомих витрат палива на виробництво повинні відповідати вимогам ДСТУ 4096 або ДСТУ ISO 13909-2 і проводитись із застосуванням автоматичних механічних пробовідбірників і пробообробних машин. В якості індикативного може також застосовуватись радіаційний експрес-метод контролю якості палива. Пробовідбірні установки повинні випробовуватись на вірогідність відбору (методичні випробування) після кожного внесення конструктивних змін в установку, у разі переведення котлів на тривале спалювання палива іншої марки, але не пізніше ніж через кожні 5 років.

У процесі експлуатації пробовідбірних установок регулярно, один раз на рік, необхідно проводити технологічні випробування, в яких визначається середня маса одиничної порції, похибка відбору тощо.

8.1.26 На конструкціях будівель всередині приміщень і на устаткуванні системи паливоподачі не допускається скупчення пилу. Механізми паливоподачі повинні бути ретельно ущільнені та обладнані пристроями, які забезпечують чистоту повітря згідно з санітарними нормами. Запиленість і загазованість в приміщеннях системи паливоподачі повинні контролюватись за графіком, затвердженим технічним керівником енергооб'єкта.

Під час роботи аспіраційних установок паливоподачі повинно бути забезпечене згідно з нормами очищення повітря, яке викидається в атмосферу.

Згідно з НД, аспіраційні установки паливоподачі повинні бути паспортизовані та щорічно випробовуватись на ефективність.

Прибирання приміщень та устаткування проводиться за графіком і повинно бути переважно механізованим.

Проводити гідроприбирання, коли температура в приміщеннях нижче ніж 5° С, а також коли порушена герметизація облицювання і швів внутрішніх приміщень, забороняється.

8.1.27 Технічне обслуговування і ремонт механізмів паливних складів та тракту паливоподачі повинні проводитись за графіками, затвердженими технічним керівником енергооб'єкта.

Контроль за технічним станом устаткування, будівель і споруд повинен проводитись регулярно, з періодичністю, встановленою інструкціями та НД.

РІДКЕ ПАЛИВО

8.1.28 Експлуатація господарства рідкого палива повинна бути організована відповідно до чинних НД, в тому числі ГНД 34.23.501, ГНД 34.21.522 та ГНД 34.09.102, «Правилами технічної експлуатації резервуарів та інструкції по їх ремонту».

8.1.29 Під час експлуатації господарства рідкого палива повинна забезпечуватись безперебійна подача підігрітого і профільтрованого палива у кількості, яка відповідає навантаженню котлів і газотурбінних установок, з тиском і в'язкістю, які необхідні для нормальної роботи форсунок, відповідно до вимог експлуатаційних інструкцій котлів.

8.1.30 На трубопроводи рідкого палива, їхні парові супутники, а також на резервуари повинні бути складені паспорти встановленої форми.

8.1.31 Мазут із зливних лотків після закінчення зливання цистерн повинен витекти повністю, а лотки в місцях, де відсутні ґратки, необхідно закрити кришками. Лотки, гідрозаслони, шандори і фільтри, які встановлені перед приймальними ємностями, повинні очищуватись від відкладень.

8.1.32 На мазутному господарстві повинні бути такі параметри пари: тиск від 8 кгс/см² до 13 кгс/см² (від 0,8 МПа до 1,3 МПа), температура від 200° С до 250° С.

Конденсат парових супутників і підігрівників мазуту після відповідного очищення повинен використовуватись у технологічному циклі енергооб'єкта.

8.1.33 Під час зливання мазуту за допомогою відкритої пари загальна витрата пари із розігрівних пристроїв на цистерну місткістю 50 м³ і 60 м³ повинна бути не більше 900 кг/год

Подача пари у паропроводи зливної естакади повинна здійснюватись тільки у разі зливу мазуту із цистерн.

8.1.34 На мазутозливні (в цистернах, лотоках і приймальних ємностях) мазут повинен підігріватись до температури, яка б забезпечувала нормальну роботу насосів.

Максимальна температура мазуту в приймальних ємностях та резервуарах повинна бути на 15° С нижче ніж температура спалаху палива, але не вище ніж 90° С.

8.1.35 Теплова ізоляція устаткування (резервуарів, трубопроводів тощо) повинна бути в справному стані.

8.1.36 Внутрішній огляд резервуарів та приймальних ємностей з усуненням виявлених недоліків повинен проводитись за графіком, затвердженим технічним керівництвом енергооб'єкта, не рідше ніж один раз на 5 років (або як зазначено згідно ГНД 34.21.522) або 8 років (згідно з ДСТУ-Н Б А.3.1-10). У разі необхідності резервуари повинні очищатись від донних відкладень.

Перевірка технічного стану резервуара в обсязі повного обстеження повинна проводитись згідно з графіком не рідше ніж один раз на 10 років.

8.1.37 На всі приймальні ємності і резервуари для зберігання рідкого палива повинні бути складені градуювальні таблиці, які затверджуються технічним керівником енергооб'єкта.

Періодичне переградуювання повинно проводитись у терміни, встановлені НД.

8.1.38 За затвердженим графіком повинні проводитись: зовнішній огляд мазутопроводів і мазутної арматури – не рідше ніж один раз на рік, в межах котельного відділення – один раз на квартал, вибіркова ревізія арматури – не рідше ніж один раз на 4 роки.

Зовнішній огляд парової і конденсатної арматури повинен проводитись щоквартально, а вибіркова ревізія – не рідше одного разу на 2 роки.

8.1.39 В'язкість мазуту, який подається до котлів, не повинна перевищувати: для механічних і паромеханічних форсунок 2,5° ВУ (16 мм²/с), для парових і ротаційних форсунок 6° ВУ (44 мм²/с).

8.1.40 Мазутні фільтри повинні очищатись (паровою продувкою, вручну або хімічним способом) у разі підвищення їхнього опору на 50 % порівняно з початковим (у чистому стані) при розрахунковому навантаженні.

Випалювання фільтрувальної сітки під час очищення забороняється. Підігрівники мазуту повинні очищатись у разі зниження їхньої теплової потужності на 30 % порівняно з номінальною.

8.1.41 Резервні насоси, підігрівники мазуту і фільтри повинні бути у справному стані і постійній готовності до пуску.

Перевірка включення і плановий перехід з працюючого насоса на резервний повинні проводитись за графіком, затвердженим технічним керівником енергооб'єкта, але не рідше ніж один раз на місяць. Перевірка спрацювання пристроїв АВР повинна проводитись не рідше ніж один раз на квартал за програмою і графіком, затвердженими технічним керівником енергооб'єкта.

8.1.42 Під час підготовки до ремонту мазутопроводів або устаткування вони повинні бути надійно відключені від працюючого устаткування, здреновані і пропарені.

На відключених ділянках мазутопроводів парові або інші супутники повинні бути відключені.

8.1.43 Перед введенням резервуара в роботу після тривалого зберігання мазуту з придонного шару (до 0,5 м) повинна бути відібрана проба мазуту для аналізу на вологість і вжиті заходи, які запобігають потраплянню неперемішаної з мазутом води, що відстоялись, до котлів. Для цього необхідно проводити інтенсивне перемішування мазуту з водою за допомогою циркуляційних насосів або насосів першого підйому, в залежності від виконання технологічної схеми.

8.1.44 За затвердженим графіком, але не рідше ніж один раз на тиждень повинна перевірятись дія сигналізації граничного підвищення і зниження температури, а також зниження тиску палива, яке подається до котлів на спалювання, правильність показів виведених на щит управління мазутонасосних і дистанційних рівнемірів та приладів для вимірювання температури палива в резервуарах та приймальних ємностях.

8.1.45 Приймання, зберігання і підготовка до спалювання інших видів рідкого палива повинні здійснюватися відповідно до вимог НД та інструкцій з дотриманням таких умов:

– приймання замітника мазуту повинно бути узгоджене з керівництвом енергооб'єкта не пізніше ніж за 5 діб;

– як замітники мазуту можуть бути використані рідкі палива з температурою спалаху не нижче ніж 45 °С. У разі надходження палива з температурою спалаху нижчою від вказаної, зливати його на енергооб'єкті забороняється;

– не дозволяється використання замість мазуту кислих гудронів та рідких палив з в'язкістю вище ніж 16 °ВУ (118 мм²/с) при 80 °С;

– у разі надходження заміників мазуту та в процесі їх використання повинні виконуватись додаткові заходи щодо підвищення пожежної безпеки, які передбачені відповідними НД.

8.1.46 Інвентаризація рідкого палива повинна проводитись за станом на перше число кожного місяця відповідно до вимог НД.

8.1.47 На устаткуванні і сталевих резервуарах, які виводяться в резерв на тривалий період (понад 1 рік), повинні проводитись заходи щодо захисту їх від корозії.

8.1.48 Залишки рідкого палива, які відводяться під час очищення резервуарів, лотоків, приймальних ємностей, фільтрів, підігрівників мазуту та інших пристроїв, повинні утилізуватися, а у разі неможливості – спалюватися в спеціально відведених місцях.

ОСОБЛИВОСТІ ПРИЙМАННЯ, ЗБЕРІГАННЯ
ТА ПІДГОТОВКИ ДО СПАЛЮВАННЯ РІДКОГО
ПАЛИВА ГАЗОТУРБІННИХ УСТАНОВОК І ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРІВ

8.1.49 Під час зливання, зберігання та подачі на спалювання рідкого палива не допускається його обводнення. У разі необхідності пропарювання цистерн і резервуарів після зливання, обводнені продукти пропарювання повинні подаватись в спеціальні резервуари.

8.1.50 Зливання палива повинно проводитись закритим способом. Зливні пристрої, їхнє антикорозійне покриття, парові супутники, арматура тощо повинні бути у справному стані, щоб не допускати забруднення палива та його застигання.

Мінімальна і максимальна температури рідкого палива в резервуарах повинні бути вказані в інструкціях.

8.1.51 Паливо з витратних резервуарів повинно відбиратись забірним пристроєм з верхніх шарів.

8.1.52 Проби палива з придонних шарів резервуарів повинні відбиратись під час інвентаризації і перед введенням резервуара в роботу.

У разі виявлення обводнення в придонному шарі більше ніж 0,5 % повинні бути вжиті заходи, які запобігають надходженню обводненого палива на спалювання.

У разі висоти обводненого шару вище від рівня «мертвого» залишку, зволожений шар повинен бути здренований у спеціальні резервуари.

8.1.53 Резервуари, які знаходяться в експлуатації, підлягають періодичному обстеженню і дефектоскопії для визначення їхнього технічного стану.

Повне технічне обстеження резервуарів газотурбінного палива з циркуляційним способом розігрівання повинно проводитись не рідше ніж один раз на 5 років, резервуарів із паровим розігріванням – щорічно, з обов'язковим гідравлічним випробуванням щільності внутрішньорезервуарних підігрівників і усуненням виявлених дефектів і пошкоджень антикорозійного покриття.

Повне технічне обстеження резервуарів для дизельного палива повинно проводитись не рідше, ніж один раз на 4 роки. Часткове обстеження - не рідше ніж один раз на 2 роки.

Технічне обстеження повинно проводитись відповідно до ГНД 34.21.522.

8.1.54 Після монтажу або ремонту трубопроводу рідкого палива повинні продуватись паром або стиснутим повітрям, хімічно промиватись і пасивуватись, з наступним промиванням відповідно газотурбінним або дизельним паливом в кількості, яка відповідає трикратній вмістимості системи цих трубопроводів.

8.1.55 В'язкість палива, яке подається на газотурбінну установку (ГТУ), повинна бути не більше ніж: у разі застосування механічних форсунок – 2 °ВУ (12 мм²/с), у разі застосування повітряних (парових) форсунок – 3 °ВУ (20 мм²/с).

8.1.56 Марка та якість палива для дизель-генераторів повинні відповідати вимогам виробника дизелів.

8.1.57 Рідке паливо повинно бути очищене від механічних домішок відповідно до вимог виробників.

В інструкціях повинно бути вказане допустиме значення перепаду тиску на фільтрах, у випадку перевищення якого вони повинні виводитись на очищення.

8.1.58 Періодичність контролю якості палива і присадок при зберіганні та подачі палива на спалювання, місця відбору проб і показники якості, що визначаються, повинні бути вказані в інструкції з експлуатації.

8.1.59 У випадку використання рідких палив, які містять корозійно-агресивні елементи (ванадій, лужні метали тощо) в кількостях, більших ніж допускається державними стандартами та технічними умовами, паливо повинно бути оброблене на енергооб'єкті згідно з інструкціями (промивання від солей натрію й калію або застосування антикорозійних додатків).

8.1.60 Кожен резервуар повинен бути оснащений засобами пожежогасіння та попередження втрат від випаровування палива.

ГАЗОПОДІБНЕ ПАЛИВО

8.1.61 Під час експлуатації газового господарства повинні бути забезпечені:

- безперебійна подача до пальників котла газу необхідного тиску, очищеного від сторонніх домішок і конденсату, в кількості, що відповідає заданому навантаженню котла;

- контроль кількості та якості газу, що надходить;
- безпечна робота устаткування;
- своєчасне і якісне технічне обслуговування і ремонт устаткування;
- нагляд за технічним станом устаткування та його безпечною експлуатацією;
- організація неперервного контролю загазованості приміщень, в яких є газове устаткування, за допомогою технічних засобів.

8.1.62 Система газопостачання і експлуатація газового господарства енергооб'єктів повинна відповідати вимогам НПАОП 0.00-1.76-15, ДБН В.2.5-20 та інших НД.

8.1.63 Введення в експлуатацію газового господарства енергооб'єктів дозволяється за наявності акта приймання устаткування, технологічних схем газопроводів, НД, інструкцій та іншої експлуатаційної документації з безпечного користування газом, плану локалізації та ліквідації можливих аварійних ситуацій, документів про навчання і перевірку знань інженерно-технічних працівників і робітників, які обслуговують газове господарство, а також наказу про призначення осіб, відповідальних за газове господарство.

8.1.64 На кожний газопровід і устаткування ГРП повинні бути складені паспорти з основними даними, що характеризують газопровід, устаткування, ЗВТ і приміщення ГРП.

У паспорти повинні бути занесені також відомості про ремонт газопроводів і устаткування ГРП.

8.1.65 На енергооб'єкті повинні бути складені та затверджені технічним керівником перелік газонебезпечних робіт та інструкція, яка визначає порядок підготовки і безпечність їх проведення стосовно конкретних виробничих умов. Газонебезпечні роботи повинні виконуватись за нарядом. Особи, які мають право видавання нарядів на газонебезпечні роботи, повинні бути призначені наказом по енергооб'єкту. Перелік газонебезпечних робіт повинен не рідше ніж один раз на рік переглядатись і затверджуватись.

Особливо небезпечні роботи (введення в експлуатацію, пуск газу, приєднання газопроводів, ремонт заповненого газом устаткування і газопроводів, роботи в ГРП із застосуванням зварювання і газового різання) повинні проводитись за нарядом і спеціальним планом, затвердженим технічним керівником.

У плані робіт повинні бути чітко вказані послідовність проведення робіт, розставлення людей, відповідальні особи, потреба в матеріалах, механізмах і пристосуваннях; передбачені заходи, які забезпечують максимальну безпеку робіт.

8.1.66 Коливання тиску газу в газопроводах перед котлами котельного цеху (котельні) повинні бути в межах значень, вказаних в інструкції з експлуатації, але не більше ніж $\pm 10\%$ робочого.

Несправності регуляторів, які зумовлюють коливання робочого тиску, а також виявлені витікання газу повинні усуватись в аварійному порядку.

8.1.67 З метою запобігання утворення сніжно-льодових наростів в газопроводах під час дроселювання і зниження внаслідок цього надійності газового устаткування (арматура, фільтри тощо), необхідно підтримувати температуру газу вище від точки роси, визначеної для тиску газу після регуляторів. Залежно від відносної густини газу в умовах експлуатації ця температура повинна бути не нижчою ніж $4 - 6\text{ }^{\circ}\text{C}$.

8.1.68 Подавання газу до котлів через обвідний газопровід (байпас), який не має регулювального клапана, забороняється.

8.1.69 Перевірка спрацьовування захистів, блокування і сигналізації максимального і мінімального тисків у газопроводі котельного цеху (котельні) після автоматичних регуляторів тиску повинна проводитись за графіком, затвердженим технічним керівником енергооб'єкта, але не рідше ніж один раз на місяць.

В разі реалізації технологічних захистів, блокування та сигналізації на мікропроцесорній техніці, опробування цих функцій проводиться під час здачі в експлуатацію або у разі внесення змін в реалізацію функцій. Необхідність повторних опробувань роботи технологічних захистів, блокування та сигналізації, залежить від ступеня діагностики технічних засобів програмно-технічного комплексу та визначається інструкцією з експлуатації розробника програмно-технічного комплексу. В обсяг обов'язкових перевірок входить перевірка справності давачів, виконавчих механізмів та готовність кіл живлення та схем керування.

8.1.70 Газопроводи під час заповнення газом повинні бути продуті до витіснення всього повітря. Закінчення продування повинно визначатись аналізом або спалюванням проб, що відбираються. Вміст кисню у газі не повинен перевищувати 1% , а горіння газу повинно відбуватись спокійно, без вибухів.

Випуск газоповітряної суміші під час продування газопроводів повинен здійснюватись у місцях, де неможливе потрапляння її в будівлі, а також займання від будь-якого джерела вогню.

Газопроводи під час звільнення від газу повинні бути продуті повітрям до витіснення всього газу. Закінчення продування повинно визначатись аналізом, при цьому залишковий вміст газу в продувному повітрі повинен бути не більшим ніж 20% нижньої межі займання газу.

8.1.71 За затвердженим графіком, але не рідше ніж один раз на 2 дні, повинен проводитись обхід траси підземних газопроводів, які є на території енергооб'єкта. Одночасно повинні перевірятись на загазованість колодязі газопроводів, а також розташовані на відстані до 15 м в обидві сторони від газопроводу інші колодязі (телефонні, водопровідні, теплофікаційні, каналізаційні), підвали будинків та інші приміщення, в яких можливе скупчення газу.

Для обслуговування підземних газопроводів повинні бути складені й видані на руки обхідникам маршрутні карти з присвоєними їм номерами. У кожній з них повинні бути вказані схема траси газопроводів і їхня довжина, а також колодязі підземних комунікацій і підвалів будівель, розташованих на віддалі до 15 м в обидві сторони від газопроводу.

8.1.72 Наявність газу в підвалах, шахтах, колодязях та інших підземних спорудах повинна перевірятись газоаналізатором у вибухозахищеному виконанні.

Аналіз проб повітря в підвалах будівель може проводитись безпосередньо у підвалі газоаналізаторами вибухозахищеного виконання, а за відсутності їх – шляхом відбирання проби повітря з підвалу та аналізу її поза будівлею.

Під час відбирання проб повітря з шахт, колодязів та інших підземних споруд спускатися в них забороняється.

Під час перебування в підвалі, а також біля колодязів, шахт та інших підземних споруд курити і користуватись відкритим вогнем забороняється.

8.1.73 У випадку виявлення загазованості в будь-якій споруді на трасі повинні бути додатково перевірені підземні споруди, підвали в радіусі 50 м від виявленого місця витікання і організоване провітрювання загазованих приміщень, підвалів, перших поверхів будівель і підземних споруд.

Якщо виявлена загазованість підвалів, люди, які перебувають у будівлях, додатково повинні бути попереджені про недопустимість куріння, користування відкритим вогнем і електроприладами.

Одночасно з провітрюванням споруд і підвалів повинні бути вжиті невідкладні заходи щодо виявлення та усунення витікань газу.

8.1.74 Перевірка щільності підземних газопроводів і стану їхньої ізоляції повинна бути організована за графіком, залежно від умов експлуатації газопроводів, але не рідше ніж один раз на 5 років за допомогою приладів без розкривання ґрунту. Результати перевірки повинні заноситись у паспорт газопроводів і враховуватись під час визначення обсягів і термінів їх ремонту.

8.1.75 У разі виявлення газу перевірка щільності з'єднань газопроводів, відшукування місць витікання газу на газопроводах, в колодязях і приміщеннях повинні виконуватись з використанням мильної емульсії.

Застосування вогню для виявлення витікань газу забороняється. Усі виявлені на діючих газопроводах нещільності та несправності повинні негайно усуватись.

8.1.76 Огляд арматури газопроводів повинен бути організований за графіком, але не рідше ніж один раз на рік. За результатами огляду повинні бути визначені вид і термін ремонту арматури.

8.1.77 Зовнішній і внутрішній огляд приміщень ГРП з відбиранням і аналізом проб повітря на загазованість на рівні 0,25 м від підлоги і 0,4 м – 0,7 м від стелі повинні проводитись щодобово в денну зміну.

Приміщення ГРП, парових котлів продуктивністю 35 т/год і вище, водогрійних котлів продуктивністю 50 Гкал/год і вище повинні бути забезпечені приладами постійного контролю загазованості.

8.1.78 Технічне обслуговування газового устаткування в обсязі, затвердженому технічним керівником енергооб'єкта, повинно бути організоване за графіком, але не рідше ніж один раз на місяць, а ГРП не рідше ніж один раз на 6 місяців. Плановий ремонт повинен проводитись не рідше ніж один раз на рік з розбиранням регуляторів тиску, запобіжних клапанів, фільтрів, якщо в паспорті виробника не вказані інші терміни. Очищення фільтра повинно проводитись також після досягнення гранично-допустимого значення перепаду тиску, який вказується в інструкції з експлуатації.

Корпус фільтра після виймання фільтрувальної касети повинен ретельно очищуватись. Розбирання та очищення касети повинно виконуватись поза приміщенням.

8.1.79 Перевірка настроювання і дії запобіжних пристроїв (запірних і скидних), а також авторегуляторів повинна проводитись перед пуском газу, після тривалого (понад 2 місяці) простою устаткування, а також під час експлуатації не рідше ніж один раз на 2 місяці, якщо в інструкції виробника не вказані інші терміни.

8.1.80 Ремонт пристроїв вентиляції, мережі освітлення і телефону повинен проводитись негайно після виявлення їх несправності.

8.1.81 Ремонт установки електрохімічного захисту підземних газопроводів повинен бути організований згідно з графіком, але не рідше ніж один раз на рік.

8.1.82 На переїздах, де розташовані газопроводи, перед проведенням капітального ремонту або реконструкції дорожнього покриття, газопроводи незалежно від терміну їх попередньої ревізії і ремонту повинні оглядатись і, у разі необхідності, ремонтуватись.

8.1.83 Газопроводи повинні регулярно (за графіком) дренуватись через спеціальні штуцери, які встановлені в нижніх точках газопроводу. Відведення з газопроводу рідини (конденсату) в каналізацію забороняється. Конденсат повинен збиратись в спеціальні ємності і утилізуватись.

8.1.84 Подача і спалювання на енергооб'єктах доменного і коксового газів повинні бути організовані відповідно до вимог правил безпеки в газовому господарстві підприємств чорної металургії.

8.1.85 Особливості експлуатації у разі подачі і спалювання газогенераторного і скидного технологічного вологого і сірчистого газу (до складу якого входять меркаптани або сірководень) повинні визначатись проектом та інструкцією з експлуатації.

ГЛАВА 8.2 ПИЛОПРИГОТУВАННЯ

8.2.1 Під час експлуатації пилосистем повинна бути забезпечена безперебійна подача до пальників котла вугільного пилу потрібної тонкості і вологості в кількості, що відповідає навантаженню котла.

Режим роботи пилосистем повинен бути організований відповідно до режимної карти, розробленої на підставі заводських характеристик і випробувань пилосистеми і котла, затвердженої технічним керівником енергооб'єкта.

8.2.2 Перед пуском і включенням у роботу заново змонтованої або модернізованої пилосистеми, а також після ремонту або перебування у резерві понад 3 доби все її устаткування повинно бути оглянуте, перевірена справність ЗВТ, пристроїв дистанційного управління, захистів, сигналізації, блокування і автоматики. При цьому, в разі реалізації технологічних захистів, блокування та сигналізації на мікропроцесорній техніці, опробування цих функцій проводиться при здачі в експлуатацію або при внесенні змін в реалізацію функцій. Необхідність повторних опробувань роботи технологічних захистів, блокування та сигналізації, залежить від ступеня діагностики технічних засобів програмно-технічного комплексу та визначається інструкцією з експлуатації розробника програмно-технічного комплексу. В обсяг обов'язкових перевірок входить перевірка справності давачів, виконавчих механізмів та готовність кіл живлення та схем керування.

8.2.3 Перед пуском наново змонтованої або модернізованої пилосистеми, незалежно від виду розмелюваного палива, з метою виявлення місць можливих відкладень пилу та їх усунення повинен бути проведений внутрішній огляд устаткування пилосистеми з відкриттям усіх люків і лазів.

Відкриття люків і лазів, а також внутрішній огляд устаткування пилосистеми повинен виконуватись із дотриманням усіх правил безпеки, передбачених інструкцією.

Контрольний внутрішній огляд устаткування пилосистеми зі складанням акта повинен бути проведений не пізніше, ніж через 2000 годин роботи пилосистеми спеціальною комісією, призначеною керівником енергооб'єкта.

8.2.4 Для попередження конденсації вологи і налипання пилу на елементах устаткування перед пуском повинно бути забезпечене прогрівання пилосистеми, режим якого повинен бути встановлений інструкцією.

8.2.5 У пилосистемах повинні бути увімкнені і знаходитись у справному стані вимірювальні прилади, регулятори, пристрої сигналізації, захисти і блокування. Прилади, які використовуються для вимірювання температури в системах контролю, автоматики, захистів, сигналізації, повинні бути малоінерційними або середньої інерційності, що регламентується технічними умовами на їх поставку.

8.2.6 Під час експлуатації пилосистем повинен бути організований контроль за такими параметрами, процесами, показниками і станом устаткування, як:

- безперервна подача палива в млини без зупинення живильника сирого вугілля чи роботи його без палива;
- рівні в бункерах сирого вугілля і пилу для запобігання зниження або збільшення рівня порівняно з граничними значеннями, вказаними в інструкції;
- температура сушильного агента і пилогазоповітряної суміші на виході з підсушувальних і розмелювальних установок, підвищення якої не допускається понад контрольні значення, вказані у таблиці 8.1;
- температура пилу в бункері в усіх режимах роботи установки, перевищення якої не допускається (з умов вибухобезпеки) понад значення, вказані в таблиці 8.1 для температур пилоповітряної суміші;
- рівень вібрації і температура оливи у блоках підшипників, які не повинні перевищувати величин, рекомендованих виробниками;
- справність запобіжних клапанів;
- стан ізоляції і щільність всіх елементів пилосистеми (вибивання пилу повинно бути негайно усунене);
- струм електродвигунів устаткування пилосистеми;
- тиск сушильного агента перед підсушувальним пристроєм або млином, перед і за млиновим вентилятором і млином-вентилятором;
- опір кульових барабанних і середньоходових млинів;
- вміст кисню в сушильному агенті в кінці установки у разі сушіння димовими газами (в місцях, передбачених РД 34.03.352);
- витрата сушильного агента на пилосистемах з прямим вдуванням з молотковими і середньоходовими млинами;
- швидкість пилогазоповітряної суміші в пилопроводах згідно з РД 34.03.352;
- тонкість пилу (крім установок з прямим вдуванням).

Контроль роботи пилосистем з нетиповими вузлами (наприклад, подачею концентрованого пилу в пальники) повинен здійснюватись відповідно до вимог інструкцій з експлуатації. У системах з подачею пилу високої концентрації під тиском не повинно допускатись проникнення повітря, що здійснює транспортування пилу, в бункери.

У випадку розмелювання різних марок палива температура пилогазоповітряної суміші приймається як для палива з більшим виходом летких речовин, крім однорідних сумішей палив з виходом летких речовин, що відповідає проектному (розрахунковому) паливу (див. 8.1.2).

Таблиця 8.1

Група палив за виходом летких речовин	Температура пилогазоповітряної суміші, °С					
	Установки з прямим вдуванням під час сушіння				Установки з бункером пилу під час сушіння	
	повітрям		димовими газами		повітрям*	димовими газами**
	системи з молотковими млинами	системи з середньоходовими млинами	системи з молотковими млинами	системи з млинами вентиляторами		
Антрацитовий штиб					не нормується	
Пісне вугілля	–	–	–	–	130	150
Кам'яне вугілля з виходом летких речовин 20 % – 30 %	110	110***	–	–	75	–
Кам'яне вугілля з виходом летких речовин більше ніж 30 %	100	110***	180	220	70	120
Буре вугілля	100	–	180	–	–	–
Сланці	100	–	180	–	–	–
Лігніти	–	–	–	220	–	–
Торф	80	–	150	150	–	–

* У разі сушіння повітрям температура суміші визначається за млином.
 ** У разі сушіння димовими газами:
 – для схем з КБМ температура суміші визначається за млином, для інших типів млинів – за сепаратором;
 – вміст кисню в кінці установки не повинен перевищувати 16 % (без урахування випарованої вологи палива) у всіх режимах роботи. У випадку перевищення вмісту кисню понад 16 % в будь-якому з режимів чи у разі припинення подачі палива, температура пилогазової суміші не повинна перевищувати значень, прийнятих для сушіння повітрям.
 *** Уточнюється за інструкцією виробника.

8.2.7 Після пуску нових або модернізованих пилосистем, а також після капітального ремонту повинні відбиратись проби пилу для гранулометричного аналізу та вимірювання основних показників для складання нової або коректування чинної режимної карти.

8.2.8 Контроль за тонкістю пилу під час експлуатації пилосистем з бункером пилу повинен здійснюватись на підставі аналізу проб пилу, який відбирається з-під циклону з частотою, встановленою інструкцією з експлуатації.

В установках з прямим вдуванням тонкість пилу повинна контролюватись непрямым методом за кількістю сушильного агента, що надходить у млин і за положенням регулювальних органів сепаратора.

8.2.9 У випадку розмелювання непроектованих палив і палив погіршеної якості:

а) тонкість помелу готового пилу повинна бути на рівні, рекомендованому для менш реакційного палива;

б) температура сушильного агента і пилоповітряної (пилогазопо-вітряної) суміші на виході з підсушувальних і розмелювальних установок повинна забезпечити оптимальну вологість і температуру готового пилу;

в) якщо сушильна продуктивність пилосистеми менша від розмелювальної, приймається сушильна продуктивність і розробляються заходи щодо її збільшення до розмелювальної.

8.2.10 Контроль і усунення присмоктів повітря в пилосистемах повинні бути організовані за графіком, затвердженим технічним керівником енергооб'єкта, але не рідше ніж один раз на місяць, а також після капітального або середнього ремонту та тривалого перебування у резерві чи консервації.

Присмоктки повітря в пилосистеми повинні бути не вищі від значень, наведених у таблиці 8.2, виражених у відсотках від витрати сухого сушильного агента на вході в установку без врахування випарованої вологи палива.

У пилосистемах з прямим вдуванням пилу у разі сушіння повітрям значення присмоктів не визначаються, а щільність установки повинна перевірятися шляхом її опресовування.

Таблиця 8.2

Витрата сушильного агента, тис.м ³ /год	Присмоктки повітря в пилосистеми, %				
	Пилосистеми з бункером пилу під час сушіння				Пилосистеми прямого вдування з млинами-вентиляторами при газоповітряному сушінні
	повітряному і газоповітряному за наявності перед млинами димосмоків рециркуляції		газоповітряному з відбором газів із газоходів за рахунок розрідження, що створюється млиновим вентилятором		
	з КБМ	з млинами інших типів	з КБМ	з млинами інших типів	
До 50	30	25	40	35	40
51 – 100	25	20	35	30	35
101 – 150	22	17	32	27	30
Понад 150	20	15	30	25	25

8.2.11 У розімкнутих пилосистемах, сушильних установках за графіком, затвердженим технічним керівником енергооб'єкта, повинен контролюватись стан і аеродинамічний опір пристроїв для очищення відпрацьованого сушильного агента (циклонів, фільтрів, скрубєрів).

Згідно з графіком, затвердженим технічним керівником енергооб'єкта, а також після капітального ремонту або модернізації повинна перевірятись ефективність очищення від пилу відпрацьованого сушильного агента.

8.2.12 Для запобігання злежування пилу в бункерах пил повинен періодично спрацьовуватись до мінімального рівня. Періодичність спрацьовування повинна бути встановлена інструкцією з експлуатації.

Залежно від схильності пилу до злежування і до самозаймання повинен бути встановлений рішенням технічного керівництва енергооб'єкта граничний термін його зберігання в бункерах.

У кожному випадку зупину пилосистеми у разі переведення котла на спалювання газу або мазуту на термін, що перевищує граничний термін зберігання

пилу в бункерах, а також перед капітальним ремонтом котла, виведенням його у тривалий резерв чи консервацію, пил повинен бути повністю спрацьований в топку працюючого котла, а бункери оглянуті та очищені.

Шнеки та інші пристрої для транспортування пилу перед зупиною повинні бути звільнені від пилу, що знаходиться в них, шляхом спуску його в бункери.

Порядок пуску та зупину пилосистем визначається типовими та місцевими інструкціями, складеними на підставі інструкцій виготовлювача.

8.2.13 Паливо в бункерах сирого палива, схильне до зависання і самозаймання, повинно періодично, але не рідше ніж один раз на 10 діб, спрацьовуватися до мінімально допустимого рівня.

Зачистка бункерів від завислого вугілля повинна виконуватися регулярно згідно графіка, затвердженого технічним керівником об'єкта.

У випадку переходу на тривале спалювання газу і мазуту бункери сирого палива повинні бути повністю спорожнені.

8.2.14 Для підтримання оптимального завантаження кулями барабанних млинів, повинно бути організоване регулярне поповнення їх кулями діаметром 40 мм з твердістю не нижче ніж 400 НВ, які пройшли відповідну термічну обробку.

Періодичність добавки куль повинна бути такою, щоб фактичне завантаження кулями знижувалось не більше, ніж на 5 % оптимального.

Сортування куль повинно проводитись не рідше, ніж через 2500 – 3000 годин роботи млина. Завантаження куль у барабани та їх сортування повинно бути механізованим.

Під час ремонту і сортування кулі діаметром менше ніж 15 мм повинні бути усунені з барабана млина.

8.2.15 Систематично за графіком, затвердженим технічним керівником енергооб'єкта, повинні оглядатись зношені елементи устаткування пилосистем (била, билодержаки, броня, робочі колеса, валки, ущільнення тощо) і, у разі необхідності, замінятися або ремонтуватися. Повинні також підтримуватися в справному стані захисні пристрої, встановлені на ділянках, що швидко зношуються (колінах пилопроводів, протічках сепараторів тощо).

8.2.16 Зварювальні роботи в приміщеннях пилосистем допускаються тільки на важких і громіздких деталях установок, що не працюють, після звільнення їх від пилу з дотриманням заходів, передбачених НАПБ В.05.018-85/111.

8.2.17 У приміщеннях пилосистем повинна підтримуватись чистота, регулярно проводитись ретельне прибирання, усунення пилу зі стін, підвіконь, перекриттів, сходів, поверхонь устаткування та з інших місць відкладення пилу. Особливу увагу необхідно звертати на запобігання накопичення пилу на гарячих поверхнях устаткування і трубопроводах. Прибирання приміщень повинно бути механізоване, без завихрювання пилу. Ручне прибирання пилу дозволяється виконувати лише після попереднього зволоження пилу шляхом розбризкування води.

Графіки та обсяги прибирання повинні бути встановлені інструкцією з експлуатації.

Змітати або гасити вогнище, що тліє, в приміщенні чи всередині устаткування струменем води, вогнегасником або іншим способом, що може викликати завихрення пилу, забороняється.

8.2.18 Категорично забороняється відкриття лючків на працюючій пилосистемі. Порядок відкриття лючків після вихолощування визначається типовими та індивідуальними інструкціями з експлуатації пилосистем.

ГЛАВА 8.3 ПАРОВІ І ВОДОГРІЙНІ КОТЕЛЬНІ УСТАНОВКИ

8.3.1 Під час роботи котельних установок повинні забезпечуватися:

- надійність і безпечність роботи всього основного й допоміжного устаткування;
- номінальна продуктивність котлів, розрахункові параметри і якість пари та води;
- економічний режим роботи, встановлений на підставі результатів випробувань та інструкцій виробника;
- сталу роботу всього основного й допоміжного устаткування в усьому діапазоні навантажень, що передбачені виробником устаткування;
- регульовальний діапазон навантажень, мінімально і максимально допустимі навантаження, що визначені виробником, визначені для кожного типу котла і виду спалюваного палива та відповідати вимогам ГКД 34.25.503, ГКД 34.35.101, ГОСТ 24278 в частині роботи основного і допоміжного устаткування енергоблоків, що впливає на якість регулювання потужності енергоблоку;
- безжухелевий режим;
- допустимі величини викидів шкідливих речовин в атмосферу.

8.3.2 Котли тиском 100 кгс/см^2 (10 МПа) і вище, що вперше вводяться в експлуатацію, повинні після монтажу підлягати передпусковому очищенню разом з основними трубопроводами та іншими елементами пароводяного тракту згідно з чинними НД. Котли тиском нижче ніж 100 кгс/см^2 (10 МПа) і водогрійні котли перед введенням в експлуатацію повинні підлягати луженню.

Безпосередньо після передпускового очищення чи луження котла повинні бути вжиті заходи для захисту очищених поверхонь від стоянкової корозії.

Перед введенням котла в експлуатацію після монтажу, а також після заміни трубних елементів пароперегрівного тракту в процесі капітального і середнього ремонту в обсязі понад 5 %, повинно бути проведене продування пароперегрівного тракту і паропроводів згідно з чинними НД.

Примітка. Тут і надалі наведені номінальні значення тиску пари на виході з котла відповідно до ГОСТ 3619.

8.3.3 Перед пуском котла після ремонту або тривалого перебування у резерві (понад 3 доби) повинні бути перевірені, згідно із затвердженою технічним керівником програмою, справність і готовність до включення допоміжного устаткування, ЗВТ, засобів дистанційного управління арматурою і механізмами, авторегуляторів, захистів, блоків і засобів оперативного зв'язку. Виявлені несправності повинні бути усунені.

У разі несправності захистів і блокування, які діють на зупин котла, пуск його забороняється.

При цьому, в разі реалізації технологічних захистів, блокування та сигналізації на мікропроцесорній техніці, опробування цих функцій проводиться при здачі в експлуатацію або при внесенні змін в реалізацію функцій. Необхідність повторних опробувань роботи технологічних захистів, блокування та сигналізації, залежить від ступеня діагностики технічних засобів програмно-технічного комплексу та визначається інструкцією з експлуатації розробника програмно-технічного комплексу. В обсяг обов'язкових перевірок входить перевірка справності давачів, виконавчих механізмів та готовність кіл живлення та схем керування.

8.3.4 Перед пуском котла після перебування в оперативному стані консервації (далі – консервації) повинні проводитись заходи з перевірки працездатності і готовності до пуску відповідно до вимог інструкції з експлуатації котла.

8.3.5 Пуск котла повинен виконуватися під керівництвом начальника зміни або старшого машиніста, а після капітального або середнього ремонту, тривалого

перебування у резерві або консервації (30 діб і більше) – під керівництвом начальника цеху або його заступника.

До розпалювання пальників повинен бути проведений керівником пуску інструктаж персоналу, який бере участь у пусковій котла, а також лаборантів хімічного цеху з правил безпеки із записом в оперативному журналі старшого машиніста енергоблока.

8.3.6 Перед пуском барабанний котел повинен бути заповнений деаерованою живильною водою.

Прямотоковий котел повинен бути заповнений живильною водою, якість якої повинна відповідати вказівкам інструкції з експлуатації залежно від схеми обробки живильної води.

8.3.7 Заповнення неостиглого барабанного котла для проведення пуску дозволяється при температурі металу верху спорожненого барабана не вище ніж 160°C і різниці температур між верхньою і нижньою твірними до 60°C .

Якщо температура у будь-якій точці барабана перевищує 140°C , то заповнення його водою для гідравлічного опресування забороняється.

8.3.8 Заповнення водою прямотокового котла, відведення з нього повітря, а також промивання від забруднень повинні проводитись на ділянці до вмонтованих у тракт котла засувок у разі сепараторного режиму пуску або по всьому тракту для прямотокового режиму пуску.

Пускова витрата води повинна становити 30 % номінальної. Інше значення пускової витрати може бути визначене лише інструкцією виробника або інструкцією з експлуатації, скоректованою на підставі результатів випробувань.

8.3.9 Витрата мережної води перед розпалюванням пальників водогрійного котла повинна бути встановлена і підтримуватися в подальшій роботі не нижчою від мінімально допустимої, визначеної виробником для кожного типу котла.

8.3.10 Під час пусків прямотокових котлів блочних установок тиск перед вмонтованими в тракт котла засувками повинен підтримуватись на рівні від 120 кгс/см^2 до 130 кгс/см^2 (від 12 МПа до 13 МПа) для котлів з робочим тиском 140 кгс/см^2 (14 МПа) і від 240 кгс/см^2 до 250 кгс/см^2 (від 24 МПа до 25 МПа) для котлів з надкритичним тиском.

Зміна цих значень або пуск на ковзному тиску допускається після узгодження з виробником на підставі спеціальних випробувань.

8.3.11 Перед пуском і після зупину котла топка і газоходи, у тому числі рециркуляційні, повинні бути провентильовані димосмоками, дуттьовими вентиляторами і димосмоками рециркуляції з відкритими шиберами газоповітряного тракту і закритими шиберами газоповітропроводів сушильного агента до млинів протягом 10 – 15 хв з витратою повітря не менше ніж 25 % номінальної.

Умови, які забезпечують необхідний об'єм повітря під час вентиляції, повинні вказуватись в інструкції з експлуатації.

Проекти нових котлів повинні передбачати оснащення їх витратомірами повітря.

Одночасно з вентиляцією котла повинен бути провентильований «теплий ящик».

Вентиляція котлів, які працюють під наддувом, і водогрійних котлів у разі відсутності димосмоків, повинна проводитись дуттьовими вентиляторами і димосмоками рециркуляції.

Перед пуском котлів з неостиглого стану зі збереженням надлишкового тиску в пароводяному тракту вентиляція повинна починатися не раніше, ніж через 15 хв до розпалювання пальників.

Допускається скорочення часу вентиляції паливної камери і газоходів для котлів, оснащених автоматичною системою пуску за наявності гарантії виробника котла з розрахунком кратності обміну повітря.

Вентиляція (прогрівання) пилосистеми повинна здійснюватися під час пуску котла витратою сушильного агента не менше ніж 25 % номінальної. Скидання сушильного агента в топку котла проводиться тільки з працюючими розпалювальними пристроями. Скидання запиленого сушильного агента у недостатньо прогріту топку котла забороняється.

8.3.12 Перед пуском котла на газі повинно бути проведене контрольне опресування газопроводів котла повітрям і перевірена герметичність закриття запірної арматури перед пальниками згідно з НПАОП 0.00-1.76-15 і ТИ 34-70-062.

8.3.13 У разі розпалювання пальників котлів з урівноваженою тягою повинні бути увімкнені димосмок і дуттьовий вентилятор, а котлів, які працюють під наддувом (без димосмоків), – дуттьовий вентилятор.

8.3.14 З моменту початку розпалювання пальників повинен бути організований контроль за рівнем води у барабані.

Продування верхніх водовказівних пристроїв повинно виконуватись:

- для котлів тиском 40 кгс/см² (4 МПа) і нижче – при надлишковому тиску в котлі близько 1 кгс/см² (0,1 МПа) і перед підключенням до загального паропроводу;
- для котлів тиском понад 40 кгс/см² (4 МПа) – при надлишковому тиску в котлі 3 кгс/см² (0,3 МПа) і при тиску від 15 кгс/см² до 30 кгс/см² (від 1,5 МПа до 3 МПа).

Знижені вказівники рівня води повинні бути звірені з водовказівними приладами в процесі пуску (з урахуванням поправок).

8.3.15 Пуск котла з різних теплових станів повинен виконуватись відповідно до графіків пуску, затверджених технічним керівником енергооб'єкта, складених на підставі інструкції виробника і результатів випробувань котла в пускових режимах.

8.3.16 У процесі пуску котла з холодного стану після капітального і середнього ремонту, але не рідше ніж один раз на рік, повинно перевірятись за реперами теплове переміщення екранів, барабанів і колекторів.

8.3.17 Якщо до пуску котла на ньому проводились роботи, пов'язані з розбиранням фланцевих з'єднань і лючків, то болтові з'єднання на них повинні бути підтягнуті при надлишковому тиску від 3 кгс/см² до 5 кгс/см² (від 0,3 МПа до 0,5 МПа).

Підтягування болтових з'єднань при більшому тиску забороняється.

8.3.18 Під час пусків і зупинок барабанних котлів паропродуктивністю понад 300 т/год з тиском пари понад 100 кгс/см² повинен бути організований контроль за температурним режимом барабана. Швидкість прогрівання, яка контролюється за температурою верхньої твірної барабана, швидкість охолодження, яка контролюється за температурою нижньої твірної барабана і різниця температур між верхньою і нижньою твірними барабана не повинні перевищувати допустимих значень:

- швидкість прогрівання під час пуску котла.....30° С/10 хв;
- швидкість остигання під час зупину котла.....20° С/10 хв;
- різниця температур під час пуску котла.....60° С;
- різниця температур під час зупину котла.....80° С.

8.3.19 Підключення котла до загального паропроводу повинно проводитись після дренажування і прогрівання з'єднувального паропроводу; тиск пари у цьому випадку повинен бути рівним тиску в загальному паропроводі, або відрізнятись від нього не більше ніж на 0,5 кгс/см² (0,05 МПа).

8.3.20 Перехід на спалювання твердого палива (початок подачі в паливню пилу) на котлах, які працюють на паливі з виходом летких речовин менше ніж 15 %, дозволяється при тепловому навантаженні топки на розпалювальному паливі не нижче ніж 30 % номінального. У разі роботи на паливі з виходом летких речовин понад 15 %, дозволяється подавати пил при меншому навантаженні, яке повинно бути встановлене інструкцією з експлуатації, з огляду на забезпечення стійкого займання і горіння пилу.

У випадку оснащення котлів спеціальними розпалювальними пальниками, що працюють на твердому паливі, перехід на спалювання твердого палива повинен виконуватись згідно з інструкцією з експлуатації, складеною на підставі результатів випробувань.

8.3.21 У випадку пуску котла після короткочасного простою (до 30 хв) дозволяється перехід на спалювання твердого палива з виходом летких речовин до 15 % при тепловому навантаженні топки не нижче ніж 15 % номінального.

8.3.22 Робота котла в усталеному режимі повинна відповідати режимній карті і забезпечувати:

- високу надійність з максимальною економічністю;
- розрахункові параметри пари;
- мінімальні викиди шкідливих речовин у навколишнє середовище.

8.3.23 Режимна карта котла повинна розроблятися і коректуватися на підставі результатів режимно-налагоджувальних випробувань.

8.3.24 Режимно- налагоджувальні випробування котла і коректування режимної карти (для об'єктів, що за класом наслідків (відповідальності) належать до об'єктів із середніми та значними наслідками) повинні проводитись спеціалізованою організацією, яка має ліцензію на виконання вказаних робіт, не рідше ніж один раз на 3 роки, крім котлів пуско-резервних котельних АЕС, які знаходяться у стані постійного резерву, а також у таких випадках:

- після введення котла в експлуатацію з монтажу;
- після модернізації котла та/або пилосистеми;
- зміни способу спалювання палива та/або пилوپриготування;
- зміни марки і виду палива;
- сумісного спалювання різних марок і видів палива, включаючи однорідні суміші палив;
- зміни технічного стану котла і суттєвої зміни якості палива, включаючи температуру плавкості золи.

У разі зміни марки палива режимну карту не переглядають, якщо згідно з класифікацією за ДСТУ 3472 паливо відповідає маркам, які є проектними для відповідних котлоагрегатів.

Після середнього та капітального ремонту проводяться експрес-випробування для оцінки ефективності виконання ремонту.

Котли повинні бути оснащені відповідними пристроями для проведення режимно-налагоджувальних випробувань.

8.3.25 Граничні значення концентрацій викидів оксидів сірки, азоту, вуглецю (SO_x, NO_x, CO) та пилу визначаються чинними нормативно-правовими актами, в тому числі Розпорядженням Кабінету Міністрів України від 08.11.2017 № 796-р «Про Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок», що вимагає оснащення станції відповідним очисним обладнанням.

За викидами повинен проводитись безперервний автоматичний контроль їхньої концентрації в димових газах згідно СОУ-Н МПЕ 40.1.02.307.2005 «Установки спалювання на теплових електростанціях та в котельнях. Організація контролю за викидами в атмосферу».

8.3.26 Під час роботи котла повинні витримуватись теплові режими, які забезпечують підтримання допустимих температур пари в кожній ступені і кожному потоці первинного і проміжного пароперегрівників.

8.3.27 Верхній граничний рівень води в барабані під час роботи котла повинен бути не вищим, а нижній граничний не нижчим значень рівнів, встановлених на підставі даних виробника чи випробувань котла.

8.3.28 Поверхні нагріву котлів з газової сторони повинні утримуватись в експлуатаційно-чистому стані шляхом ведення оптимальних паливних режимів і застосування механізованих систем комплексного очищення (парові або водяні апарати, пристрої імпульсного очищення, віброочищення, дробочищення тощо). Призначені для цього пристрої, а також засоби дистанційного й автоматичного управління ними, повинні бути в постійній готовності до роботи.

Періодичність і технологія очищення поверхонь нагріву повинна бути регламентована графіком та інструкцією з експлуатації.

8.3.29 Під час роботи котлів, як правило, повинні бути включені всі тягодуттьові машини.

Тривала робота котлів у разі відключення частини тягодуттьових машин допускається за умови забезпечення рівномірного газоповітряного і теплового режимів по сторонах котла. У цьому випадку повинна бути забезпечена рівномірність розподілу повітря між пальниками і недопустимість перетікання повітря (газів) через зупинений вентилятор (димосмок).

8.3.30 На котлах, які спалюють мазут як основне паливо з вмістом сірки більше ніж 0,5 %, його спалювання в регульовальному діапазоні навантажень повинно здійснюватись, як правило, з коефіцієнтом надлишку повітря на виході з топки не більше 1,03.

У цьому випадку є обов'язковим виконання встановленого комплексу заходів щодо переведення котлів на цей режим (підготовка палива, застосування відповідних конструкцій пальникових пристроїв і форсунок, ущільнення топки, оснащення котла додатковими приладами контролю і засобами автоматизації процесу горіння).

8.3.31 Мазутні форсунки перед установленням в пальники повинні бути випробувані на водяному стенді для визначення їхньої продуктивності, якості розпилювання і кута розкриття факела. Різниця в продуктивності окремих форсунок у комплекті, який установлюється на котел, що працює на мазуті, газі і мазуті або мазуті і вугільному пилу, повинна бути не більше ніж 1,5 %. Кожен котел повинен бути забезпечений запасним комплектом перевірених на водяному стенді (тарованих) основних і розпалювальних форсунок при тиску, рівному робочому тиску мазуту.

Застосування не перевірених на стенді (нетарованих) форсунок забороняється.

8.3.32 Робота мазутних форсунок без організованого підведення до них повітря, забороняється. Під час експлуатації форсунок і паромазутопроводів у межах котлів повинні бути забезпечені умови, що не допускають потрапляння мазуту в паропроводи.

8.3.33 Під час експлуатації котлів температура повітря, яке надходить у повітропідігрівник, повинна бути не нижче значень, наведених у таблиці 8.3.

Таблиця 8.3

Вид палива	Температура повітря, °С	
	трубчастий повітропідігрівник	регенеративний повітропідігрівник
Буре вугілля ($S_{\text{пр}} \leq 0,4 \%$), торф, сланці	50	30
Буре вугілля ($S_{\text{пр}} > 0,4 \%$)	80	60
Кам'яне вугілля ($S_{\text{пр}} > 0,4 \%$)	60	50
Кам'яне вугілля ($S_{\text{пр}} < 0,4 \%$)	30	30
Антрацити	30	30
Мазут з вмістом сірки більше ніж 0,5 %	110	70
Мазут з вмістом сірки 0,5 % і менше	90	50

Залежно від вмісту сірки в мазуті, розрахункові значення температури відхідних газів для номінального навантаження котла рекомендується підтримувати відповідно до вимог РД 34.26.105, наведених у таблиці 8.4.

Таблиця 8.4

Найменування параметра	Значення			
	< 1,0	> 1,1 – 2,0	> 2,1 – 3,0	> 3,0
Вміст сірки, %				
Температура відхідних газів, °С	140	150	160	165

Для твердих палив значення температури відхідних газів рекомендується підтримувати на 15 – 20°С вище температури точки роси димових газів, яку розраховують згідно з РД 34.26.105.

У робочому діапазоні навантажень температура відхідних газів не повинна знижуватись більше ніж на 10°С від температури для номінального навантаження.

У випадку спалювання мазуту з гранично малими коефіцієнтами надлишку повітря на виході з топки (не більше ніж 1,03) або застосування ефективних антикорозійних засобів (присадок, матеріалів, покриття) температура повітря перед повітропідігрівниками може бути знижена порівняно з вказаними значеннями і встановлена на підставі випробувань і досвіду експлуатації.

Якщо перед переходом на спалювання природного газу спалювався мазут або тверде паливо, рекомендується:

- провести ретельне очищення поверхонь нагріву, особливо повітропідігрівників;
- підтримувати не менше від однієї доби температуру попереднього підігріву повітря на рівні, установленому для попереднього палива.

Коли в котлі спалюються суміші палив (газ-тверде паливо, мазут-тверде паливо) температура попереднього підігріву повітря визначається згідно з таблицею 8.3 залежно від середньозваженого вмісту сірки в суміші палив. Значення температури повинні бути вказані в інструкції з експлуатації котла.

У випадку спалювання суміші природного газу і мазуту температура попереднього підігріву повітря повинна бути такою, як для відповідної марки мазуту, якщо частка мазуту більша ніж 20 %.

Температура повітря на всмокті дуттьових вентиляторів водогрійних котлів повинна бути не нижчою ніж 5°С.

Пуск котла на сірчистому мазуті повинен проводитись з попередньо включеною системою підігріву повітря (калорифери, система рециркуляції гарячого повітря).

У початковий період розпалювання пальників на мазуті температуру повітря перед повітропідігрівниками рекомендується підтримувати на рівні 90° С.

8.3.34 Для нових котлів пальники повинні мати формуляри і паспорти, які видаються підприємствами виготовниками, і в які вносяться конструктивні зміни, зумовлені процесом їх модернізації чи ремонту.

8.3.35 Усі котли, що спалюють тверде паливо в пилоподібному стані з втратами тепла від механічного недопалу, що перевищують 0,5 %, повинні бути оснащені постійно діючими пристроями для відбирання проб виносу золи з метою контролю за вказаними втратами.

Періодичність відбирання проб виносу повинна бути встановлена інструкцією, але не рідше ніж один раз за зміну у разі спалювання антрацитового штибу і пісного вугілля і не менше ніж один раз на добу у разі спалювання інших марок палива.

8.3.36 Обмурівка (огороження) топки і газоходів котла повинна бути в справному стані. Температура на поверхні ізоляції за температури навколишнього повітря +25° С не повинна перевищувати + 43° С.

8.3.37 Огороження топки і газоходів котла повинні забезпечувати прийнятну щільність з мінімальними присмоктами повітря.

Контроль і усунення присмоктів повітря в топку і газовий тракт котла повинні бути організовані за графіком, затвердженим технічним керівником енергооб'єкта.

8.3.38 Норми присмоктів холодного повітря для топки і конвективних газоходів стосовно котлів, що працюють під розрідженням, не повинні перевищувати значень, наведених у таблиці 8.5.

Топки і газоходи котлів із суцільнозварними екранами повинні бути без присмоктів.

Перетоки повітря в регенеративні повітропідігрівники (РПП) котлів, які працюють під наддувом, не повинні перевищувати норм присмоктів для умов роботи котлів під розрідженням.

Витікання димових газів через нещільності топки і газоповітряних трактів котлів, які працюють під наддувом, не повинно призводити до загазованості приміщень вище від встановлених санітарних норм.

Норми присмоктів повітря в топку і газовий тракт котельних установок, які відпрацювали встановлений ресурс (напрацювання), і терміни експлуатації можуть бути уточнені і скоректовані на підставі обґрунтованих матеріалів і результатів випробувань.

Норми присмоктів у таблиці дані в частках від теоретично необхідної кількості повітря для номінальної паропроодуктивності котлів.

Таблиця 8.5

Типи котлів, їхні елементи, ділянки газового тракту	Присмокти, %
1 Топка і газовий тракт до виходу з пароперегрівника:	
– парові газомазутні котли паропродуктивністю до 420 т/год	5
– парові газомазутні котли паропродуктивністю понад 420 т/год	3
– парові пиловугільні котли паропродуктивністю до 420 т/год	8
– парові пиловугільні котли паропродуктивністю понад 420 т/год з П- подібним компонованням	5
– парові пиловугільні котли паропродуктивністю понад 420 т/год з Т-подібним компонованням	10

Кінець таблиці 8.5

2 Газовий тракт на ділянці від виходу з пароперегрівника до димосмоків (без урахування золотловників): – для котлів з трубчастими повітропідігрівниками – для котлів з РПП	10 20
3 Газовий тракт для котлів однакової паропроодуктивності на ділянці від виходу з пароперегрівника до виходу з димосмоків (безурахування золотловників): – для котлів з двома РПП – для котлів з трьома РПП – для котлів з чотирма РПП – для котлів з п'ятьма РПП	25 30 35 40
4 Газовий тракт пилувугільних водогрійних котлів на ділянці від входу в повітропідігрівник до виходу з димосмока (без урахування золотловників)	10
5 Топка і газовий тракт газомазутних водогрійних котлів	5
6 Електрофільтри	10
7 Золотловні установки інших типів	5
8 Газоходи на ділянці від димосмока до димової труби на кожні 10 м довжини газоходу: – металеві – бетонні, цегляні	1 2

8.3.39 Щільність огорожувальних поверхонь котла і газоходів повинна контролюватись шляхом огляду і визначення присмоктів повітря один раз на місяць. Присмокти в топку повинні визначатися не рідше від двох разів на рік, а також до і після середнього і капітального ремонтів. Нещільності топки і газоходів котла повинні бути усунені.

8.3.40 Внутрішні відкладення з поверхонь нагріву котлів повинні усуватись водяними відмиваннями під час пусків і зупинів або хімічними очищеннями.

Періодичність хімічного очищення повинна бути визначена інструкціями і за результатами кількісного аналізу внутрішніх відкладень.

Робота котла з кількістю внутрішніх відкладень, які перевищують граничні значення, не допускається.

8.3.41 Спуск води із зупиненого котла з природною циркуляцією дозволяється після зниження тиску в ньому до атмосферного, а у разі наявності вальцьованих з'єднань – при температурі води не вище ніж 80° С. У котлах, які мають пристрої для охолодження барабана, допускається спуск води після зниження тиску до 10 кгс/см² (1 МПа). Із зупиненого прямоотокового котла дозволяється випускати воду при тиску, вищому від атмосферного. Верхня межа цього тиску повинна бути встановлена інструкцією залежно від системи дренажів і розширників.

У випадку зупину енергоблоків на термін понад добу повинно проводитись ретельне дренавання і знепарення первинного та вторинного трактів енергоблоків з вакуумним сушінням.

8.3.42 Підживлювати зупинений котел з дренаванням води для прискорення остигання барабана забороняється.

8.3.43 У разі зупину котлів у резерв після вентиляції топки і газоходів протягом 10 – 15 хв тягодуттвові машини повинні бути зупинені; всі шибери на

газоповітропроводах, лази і лючки, а також напрямні апарати тягодуттьових машин повинні бути щільно закриті.

Положення шиберів і напрямних апаратів тягодуттьових машин під час простоювання котла в резерві чи консервації залежить від методу підігріву зовнішніх поверхонь нагріву котла і регламентується інструкцією.

8.3.44 У зимовий період на котлі, що перебуває у резерві чи ремонті, повинен бути встановлений контроль за температурою повітря в найбільш холодних місцях біля котла, а для турбін – по трубопроводах, підігрівниках, теплообмінниках, імпульсних лініях.

Коли температура повітря в межах котла нижча від 0° С, повинні бути вжиті заходи щодо забезпечення плюсових температур повітря в топці і газоходах, в укриттях біля барабана, в районі продувних і дренажних пристроїв, калориферів, імпульсних ліній і давачів ЗВТ, також повинен бути організований підігрів води в котлах або циркуляція її через екранну систему.

8.3.45 У випадку напіввідкритого і відкритого компоновання котлів забезпечення плюсової температури продувних та дренажних пристроїв, імпульсних та інших ліній (трубок) повинно бути передбачене проектом.

8.3.46 Режим розхолодження котлів після зупину для виведення їх у ремонт повинен бути визначений інструкціями з експлуатації. Розхолодження котлів з природною циркуляцією тягодуттьовими машинами дозволяється у разі забезпечення допустимої швидкості охолодження і різниці температур металу між верхньою і нижньою твірними барабана.

Розхолодження прямотокових котлів можна проводити безпосередньо після зупину.

Режим розхолодження барабаних і прямотокових котлів з суцільнозварними екранами повинен визначатися виробником або на підставі випробувань з визначення надійності суцільнозварної екранної системи паливної камери котла.

8.3.47 Нагляд чергового персоналу за зупиненим котлом повинен бути організований до повного зниження в ньому тиску і зняття напруги з електродвигунів; контроль за температурою газів і повітря в районі повітропідігрівника і за поверхнями нагріву у водогрійному котлі може бути припинений не раніше, ніж через 24 год після зупину.

8.3.48 Якщо котел працює на твердому або газоподібному паливі, коли резервним або розпалювальним паливом є мазут, схеми мазуто-господарства і мазутопроводів повинні бути у стані, що забезпечує негайну подачу мазуту до котлів.

8.3.49 У випадку розриву мазутопроводу або газопроводу в межах котельного цеху (котельні) або великих витікань мазуту (газу) повинні бути вжиті всі заходи для припинення витікання палива через пошкоджені ділянки чи нещільності, аж до відключення мазутного насоса чи закриття запірної арматури на ГРП, а також для попередження пожежі або вибуху.

8.3.50 У випадку спалювання непроекtnих палив, палив погіршеної якості і суміші палив:

а) переведенню котлів на спалювання непроекtnого палива, палива погіршеної якості, на сумісне спалювання різних видів палив повинно передувати ретельне попереднє повірочно-розрахункове та/або проектно-конструкторське пророблення спеціалізованою організацією заходів і їх реалізація для кожного типу котла та конкретного виду (марки) палива, приведення котла в належний технічний стан і виконання відповідних випробувань (див. п. 8.3.24);

б) у випадку переведення котлів на спалювання непроектного вугілля або вугілля погіршеної якості, з проведенням відповідної модернізації основного і допоміжного устаткування, за розрахункову теплоту згорання потрібно приймати теплоту згорання палива непроектного або погіршеної якості;

в) для уникнення інтенсивного ерозійного зношення поверхонь нагріву котлів у разі спалювання високозольного палива., для забезпечення надійної роботи системи гідрозоложужелевідведення, необхідно обмежити подачу цього палива на період до розроблення і впровадження заходів, що забезпечать нормальну експлуатацію котлів і систем гідрозоложужелевідведення;

г) для забезпечення заданих навантажень під час спалювання палива погіршеної якості, для поповнення нестачі тепла чи для підсвічування факела, необхідно подавати додаткову кількість природного газу чи мазуту;

д) витрата природного газу або мазуту для поповнення нестачі тепла або для підсвічування факела під час спалювання палива погіршеної якості повинна бути не більша від норм, регламентованих чинними НД стосовно різних груп вугілля за виходом летких речовин;

е) партії твердого палива різної якості перед надходженням у бункери сирого вугілля повинні ретельно перемішуватись;

ж) спалювання суміші палив різко відмінними реакційними і розмелювальними характеристиками не допускається, крім випадку сумішей палив з виходом летких речовин, що відповідає проектному (розрахунковому) паливу, однорідність яких доведена, умови безпечного транспортування, зберігання, пилоприготування та пиловидного спалювання визначені відповідними випробуваннями та затверджені у вигляді стандарту підприємства;

и) при сумісному спалюванні різних видів палив в окремих пальниках котла не повинні допускатися температурні перекося по сторонах топки і газоповітряного тракту;

к) якщо паливний баланс TEC_iDT характеризується стабільним співвідношенням різних видів палив, потрібно забезпечити їхнє спалювання в окремих котлах, і як виняток, – сумісне спалювання в обмеженій кількості;

л) сумісне спалювання більше двох видів палива не допускається.

8.3.51 Котел повинен бути негайно зупинений персоналом у разі відмови у роботі захистів або їх відсутності у таких випадках:

а) недопустимого підвищення або зниження рівня води в барабані або виході з ладу всіх водовказівних приладів;

б) швидкого зниження рівня води в барабані, незважаючи на посилене підживлювання котла;

в) виходу з ладу всіх витратомірів живильної води прямоотокового парового і водогрійного котлів (якщо при цьому виникають порушення режиму, що потребують підрегулювання живлення) або припинення живлення будь-якого з потоків прямоотокового парового котла більше ніж на 30 с (якщо немає інших вказівок);

г) припинення роботи всіх живильних насосів;

д) недопустимого підвищення тиску в пароводяному тракті;

е) виявлення несправності запобіжного клапана або інших запобіжних пристроїв, що його заміняють;

ж) недопустимого підвищення або зниження тиску в тракті прямоотокового котла до вмонтованих засувки протягом часу, установленого виробником;

и) недопустимого зниження тиску в тракті водогрійного котла більше ніж на 10 с;

к) розриву труб пароводяного тракту або виявлення тріщин в основних елементах котла (барабані, колекторах, виносних циклонах, паро- і водоперепускних, водоопускних трубах), у паропроводах, у живильних трубопроводах і пароводяній арматурі, які знаходяться під тиском і не можуть бути відключені;

л) погасання факела в топці;

м) недопустимого зниження тиску газу або мазуту за регульовальним клапаном

(у разі роботи котла на одному із цих видів палива);

н) одночасного зниження тиску газу і мазуту (у разі сумісного їх спалювання) за регульовальними клапанами нижче від меж, установлених інструкцією;

п) відключення всіх димосмоків (для котлів з урівноваженою тягою) або дуттьових вентиляторів чи всіх РПП;

р) вибуху в топці, вибуху або загоряння горючих відкладень у газоходах і золотловнику, розігріві (до почервоніння) несучих балок каркасу, обвалі обмурівки, а також інших пошкодженнях, що загрожують персоналу або устаткуванню;

с) припинення витрати пари через проміжний пароперегрівник більше ніж на 20 с;

т) зниження витрати води через водогрійний котел нижче від мінімально допустимого більше ніж на 10 с;

у) підвищення температури води на виході з водогрійного котла вище від допустимої;

ф) пожежі, яка загрожує персоналу, устаткуванню або лініям дистанційного управління відключаючої арматури, що входить у схему захистів котла;

х) втрати напруги на пристроях дистанційного й автоматичного управління або на усіх ЗВТ;

ц) розриву мазутопроводу або газопроводу в межах котла;

ш) підвищення тиску або збільшення розрідження в паливній камері котла з газошільними екранами вище від значень, рекомендованих.

8.3.52 Котел повинен бути зупинений за розпорядженням технічного керівника електростанції (котельні) з повідомленням диспетчера енергосистеми у випадках:

а) виявлення свищів у трубах поверхонь нагріву, паро- і водоперепускних, водоспускних трубах котлів, паропроводах, колекторах, у живильних трубопроводах, а також витікань і паринь в арматурі, фланцевих і вальцьованих з'єднаннях;

б) недопустимого перевищення температури металу поверхонь нагріву, якщо знизити температуру зміною режиму котла не вдається;

в) виходу з ладу всіх дистанційних вказівників рівня води в барабані котла;

г) різкого погіршення якості живильної води проти встановлених норм;

д) несправності окремих захистів або пристроїв дистанційного і автоматичного управління і ЗВТ;

е) відключення або припинення роботи газоочисних установок, передбачених проектом;

ж) для котлів з рідким шлаковидаленням – в разі заплавлення шлаком всіх льоток.

8.3.53 Перед виведенням котлів в оперативний стан резерву терміном понад 3 доби чи консервації, а також під час простоювання у резерві чи консервації повинні бути вжиті заходи щодо запобігання (зниження інтенсивності) корозії металу внутрішніх і зовнішніх поверхонь нагріву згідно з 8.8.5, чинними НД та інструкціями з експлуатації.

8.3.54 Для пиловугільних котлів категорично забороняється зменшення концентрації кисню в режимному перерізі менше ніж 2,0 %, в тому числі на максимальних навантаженнях та при пусках-зупинах котла. Для запобігання спотворенню показів киснемірів внаслідок засмічення газовідбірної системи, недостачу кисню додатково слід контролювати за показами датчика вмісту CO.

8.3.55 Для котлів ЦКШ, в яких при спалюванні вугілля з високим вмістом сірки нормативна величина питомої концентрації діоксиду сірки SO₂ в відхідних димових газах за котлом не може бути досягнена за рахунок лише внутритопкових методів, мінімальний показник внутритопкового зв'язування сірки повинен бути в межах 92 – 95 % (в залежності від зольності палива). Для подальшого зниження величини питомої концентрації діоксиду сірки SO₂ в відхідних димових газах за

котлом до нормативної величини, використовується додаткова система/установка десульфуризації.

8.3.56 Тверде паливо, що використовується для котлів ЦКШ, не повинне містити більш ніж 0,3 відсотків хлору, а в золі твердого палива сумарний вміст оксидів натрію Na_2O та калію K_2O не повинен перевищувати 4,0 відсотка.

8.3.57 Для котлів ЦКШ якість пари, живильної води, знесоленої води з баків запасу для підживлення котлів, повинна відповідати нормативним значенням відповідної якості, встановленим для прямотокових котлів.

ГЛАВА 8.4 ПАРОТУРБІННІ УСТАНОВКИ

8.4.1 Під час експлуатації паротурбінних установок повинні бути забезпечені:

- надійність роботи основного і допоміжного устаткування;
- готовність до прийняття номінальних електричного і теплового навантажень та їхньої зміни в межах регульовального діапазону, аж до технічного мінімуму;
- робота під навантаженням у разі аварійного зниження частоти в енергосистемі до рівня частоти, визначеного в ТУ на поставку турбіни;
- нормативні показники економічності основного і допоміжного устаткування;
- недопущення шуму і загазованості повітря в машзалі понад установлені норми.

8.4.2 Система автоматичного регулювання турбіни в повному складі згідно з проектною комплектацією виробника або модернізована (з механічними, гідравлічними, електричними, електронними та іншими елементами відповідно до проекту) повинна задовольняти такі вимоги:

- стійко витримувати задані електричне й теплове навантаження і забезпечувати можливість їхньої плавної зміни;
- стійко підтримувати частоту обертання ротора (далі частота обертання) турбіни на холостому ході і плавно її змінювати (у всьому робочому діапазоні чи в межах робочого діапазону механізму управління турбіною) з номінальними і пусковими параметрами пари;
- утримувати частоту обертання турбіни нижче від рівня настроювання спрацювання автомата безпеки у разі миттєвого скидання до нуля електричного навантаження (у разі відключення турбогенератора від мережі і власних потреб), що відповідає максимальній витраті свіжої пари в частину високого тиску з номінальними її параметрами і максимальній витраті пари в частину низького тиску турбіни.

У випадку відключення окремих елементів системи автоматичного регулювання робота турбіни повинна розглядатися згідно з 8.4.31, перелічення г).

8.4.3 Значення параметрів, що характеризують якість роботи систем регулювання парових турбін, повинні відповідати ГОСТ 24278 – для теплових електростанцій і ГОСТ 24277 – для атомних електростанцій.

Для усього парку турбін, які експлуатуються в Україні, випущених до початку дії вказаних стандартів, у тому числі турбін іноземних фірм, величини цих параметрів повинні відповідати значенням, вказаним у таблиці 8.6.

Ступінь нерівномірності регулювання тиску пари в регульованих відборах і протитиску повинен задовольняти вимоги споживача, узгоджені із виробником турбін, і не допускати спрацювання запобіжних клапанів (пристроїв).

8.4.4 Для запобігання статичного прогину роторів турбін при довгостроковому простої енергоблоку або живильної установки потрібно з періодичністю 1 раз у місяць виконувати періодичний переворот роторів турбін на 180° .

Таблиця 8.6

Ступінь нерівномірності регулювання частоти обертання (при номінальних параметрах пари)*, %		4-5
Місцевий ступінь нерівномірності щодо частоти обертання **, %:		
– мінімальний:	– в будь-якому діапазоні навантажень, не менше ніж	2,5
– максимальний:	– у діапазоні навантажень до 15 % $N_{ном}$ не більше ніж	10
	– у діапазоні навантажень від 15 % $N_{ном}$ до максимального при сопловому паророзподілі і до 90 % $N_{ном}$ при дросельному, не більше ніж	6
	– у діапазоні навантажень від 90 % $N_{ном}$ до максимального при дросельному паророзподілі, не більше ніж	15
Ступінь нечутливості щодо частоти обертання, не більше ніж***, %		0,3
Ступінь нечутливості регулювання тиску пари у відборах і протитиску, %:		
– при тискові у відборі (протитиску) менше ніж 0,25 МПа (2,5 кгс/см ²), не більше ніж		5
– при тискові у відборі (протитиску) 0,25 МПа (2,5 кгс/см ²) і вище, не більше ніж		2
<p>* Для турбін типу Р ступінь нерівномірності допускається 4,5 % – 6,5 %.</p> <p>** Визначення місцевого ступеня нерівномірності проводиться в зоні (на ділянках) зміни навантаження не менше ніж 3 % $N_{ном}$,</p> <p>*** а) для нових турбін ступінь нечутливості, згідно з ГОСТ 24278, ГОСТ 24277; в) для турбін з електрогідравлічною системою регулювання ступінь нечутливості не повинен перевищувати 0,06 %.</p>		

8.4.5 Усі перевірки й випробування системи регулювання і захисту турбіни від підвищення частоти обертання повинні виконуватися відповідно до вимог інструкцій виробників турбін і чинних РД 34.30.310.

Перевірки і випробування системи регулювання і захистів привідних турбін обертових механізмів повинні виконуватися згідно з вимогами інструкцій виробників цих турбін і інструкцій з експлуатації турбін, складених на підставі чинних НД.

8.4.6 Автомат безпеки повинен настраюватися на спрацювання у разі підвищення частоти обертання на 10 – 12 % понад номінальну, чи до значення, вказаного виробником. Допускається, з письмового дозволу технічного керівника електростанції (енергооб'єкта), проводити налаштування спрацювання автомата безпеки на значення частоти обертання менше ніж на 10 % понад номінальне, але це значення повинно бути завідомо вище, ніж можливе підвищення частоти обертання турбіни у разі миттєвого скидання електричного навантаження до власних потреб (у разі відключення турбогенератора від мережі), що відповідає максимальній витраті свіжої пари в частину високого тиску при номінальних його параметрах і максимальній витраті пари в частину низького тиску турбіни.

У разі спрацювання автомата безпеки повинні закриватися:

- стопорні, регульовальні (стопорно-регульовальні) клапани свіжої пари і пари промперегріву;
- стопорні (автоматичні захисні), регульовальні і зворотні клапани, а також регульовальні діафрагми і заслінки відборів пари;
- автоматичні захисні клапани на паропроводах зв'язку зі сторонніми джерелами пари.

При випробуванні розгоном автомата безпеки привідних турбін живильних насосів має застосовуватись система захисту як для основних турбін.

8.4.7 Система захисту турбіни від підвищення частоти обертання (включаючи всі її елементи), якщо немає спеціальних вказівок виробника, повинна бути випробувана на холостому ході збільшенням частоти обертання ротора понад номінальну у таких випадках*:

- а) після монтажу турбіни;
- б) перед випробуванням системи регулювання миттєвим скиданням навантаження з відключенням турбогенератора від мережі**;
- в) після тривалого (понад 30 діб) простоювання або у випадках передбачених виробником;
- г) після розбирання автомата безпеки;
- д) після розбирання системи регулювання чи окремих її вузлів у випадках передбачених виробником;
- е) періодично (за графіком), але не рідше ніж один раз на 4 місяці***.

У перелічених д) та е) допускається випробування захисту без збільшення частоти обертання, але з обов'язковою перевіркою дії всієї її ланки.

Випробування захисту турбіни збільшенням частоти обертання повинні проводитися під керівництвом начальника цеху (начальника енергоблоку) електростанції (енергооб'єкта) чи його заступника.

*Випробуванню повинна передувати перевірка автомата безпеки подачею оливи на бойки (кільця) з реєстрацією частоти обертання їхнього спрацьовування.

**Випробування захисту повинно проводитися не раніше, ніж за 15 днів до випробування скиданням навантаження.

***У випадку, якщо під час експлуатації турбіни не були помічені відхилення в роботі системи регулювання і захисту, а відключення турбогенератора від мережі не бажане за умовами експлуатації, дозволяється в кожному конкретному випадку з письмового розпорядження технічного керівника електростанції (енергооб'єкта) збільшити проміжок між випробуваннями до 6 місяців або на термін погоджений виробником.

8.4.8 Стопорні і регулювальні клапани свіжої пари і пари після промперегріву повинні бути щільними.

Щільність стопорних і регулювальних клапанів свіжої пари, а також пари промперегріву повинна перевірятися окремими випробуваннями кожної групи.

Критерієм щільності служить частота обертання ротора турбіни, що встановлюється після повного закриття клапанів, які перевіряються, при повному (номінальному) чи частковому (згідно з вказівками виробника) тиску пари перед цими клапанами. Допустиме значення частоти обертання визначається інструкцією виробника чи РД 34.30.310, а для турбін, критерії перевірки яких не обумовлені в інструкції виробника чи РД 34.30.310, не повинно бути вище ніж 50 % номінального при номінальних параметрах пари перед клапанами, які перевіряються і номінальному тиску відпрацьованої пари.

У випадку одночасного закриття всіх стопорних і регулювальних клапанів при номінальних параметрах свіжої пари і протитиску (вакууму) пропуск пари через них, у разі наявності дренажу між ними, не повинен викликати обертання ротора турбіни.

Перевірка щільності клапанів повинна проводитися після монтажу турбіни, перед випробуванням автомата безпеки підвищенням частоти обертання, перед зупином турбіни в капітальний ремонт, під час пуску після нього, але не рідше ніж один раз на рік. У разі виявлення в процесі експлуатації турбіни ознак зниження щільності клапанів (під час пуску чи зупину турбіни) повинна бути проведена позачергова перевірка їхньої щільності й усунення виявлених несправностей.

8.4.9 Стопорні і регулювальні клапани свіжої пари і пари промперегріву, стопорні (автоматично-захисні) і регулювальні клапани (діафрагми) відборів пари, автоматично-захисні клапани на паропроводах зв'язку зі сторонніми джерелами пари повинні розходжуватися:

– на повний хід – перед пуском турбіни й у випадках, передбачених інструкцією виробника;

– на частину ходу – щодоби, якщо немає спеціальних вказівок виробника, під час роботи турбіни.

У разі розходження клапанів на повний хід повинна бути проконтрольована плавність їхнього ходу і посадка.

8.4.10 Щільність зворотних клапанів регульованих відборів і спрацьовування запобіжних клапанів цих відборів повинні перевірятися не рідше ніж один раз на рік і перед випробуванням системи регулювання турбіни миттєвим скиданням електричного навантаження.

Зворотні клапани регульованих, теплофікаційних відборів пари, які не мають зв'язку з відборами інших турбін, редуційно-охолоджувальними установками й іншими джерелами пари, на щільність можуть не перевірятися, якщо немає спеціальних вказівок виробника.

Посадка зворотних клапанів усіх відборів, включаючи відбори на турбоприводи живильних насосів, повинна бути перевірена перед кожним пуском і під час зупину турбіни, а у разі нормальної роботи – періодично за графіком, узгодженим технічним керівником електростанції (енергооб'єкта), але не рідше ніж один раз на 4 місяці при роботі турбіни на холостому ході (див. додатково 8.4.7, примітку до перелічення «е»).

У разі несправності зворотного клапана робота турбіни з відповідним відбором пари забороняється.

8.4.11 Перевірка часу закриття стопорних (автоматичних захисних) клапанів, а також зняття характеристик системи регулювання на зупиненій турбіні, у разі її роботи на холостому ході і під навантаженням для перевірки їхньої відповідності вимогам 8.4.3 і даним виробника повинні виконуватися:

- після монтажу турбіни;
- безпосередньо до і після капітального ремонту або ремонту основних вузлів системи регулювання чи паророзподілу.

8.4.12 Випробування системи регулювання турбіни миттєвим скиданням до нуля електричного навантаження (з відключенням турбогенератора від мережі і власних потреб), що відповідає максимальній витраті пари в частину високого тиску при номінальних його параметрах і максимальній витраті пари через частину низького тиску в конденсатор турбіни, повинні виконуватися:

- під час приймання турбіни в експлуатацію після монтажу;
- після модернізації, яка змінює динамічну характеристику турбоагрегату чи статичну і динамічну характеристики системи регулювання.

Випробування системи регулювання серійних турбін, оснащених електрогідравлічними перетворювачами (ЕГП), можуть бути проведені шляхом парового скидання навантаження (миттєвим закриттям тільки регульовальних клапанів) без відключення турбогенератора від мережі.

На головних зразках турбін і на перших зразках модернізованих турбін (зі зміною динамічної характеристики турбоагрегату чи характеристик системи регулювання) і на всіх турбінах, не оснащених ЕГП, випробування повинні проводитися зі скиданням електричного навантаження відключенням турбогенератора від мережі.

8.4.13 У випадках виявлення відхилень фактичних характеристик системи регулювання і захисту від нормативних значень, збільшення часу закриття клапанів понад зазначений виробником чи інструкцією з експлуатації, або у разі погіршення їхньої щільності, повинні бути визначені й усунуті причини цих відхилень.

8.4.14 Робота турбін із введеним у роботу обмежувачем потужності допускається як тимчасовий захід тільки за умов механічного стану турбоустановки

з письмового дозволу технічного керівника електростанції (енергооб'єкта) і з повідомленням диспетчера ЕЕС про тривалість такої роботи. У цьому випадку навантаження турбіни повинно бути нижче уставки обмежувача не менш ніж на 5 %.

8.4.15 Під час експлуатації систем оливопостачання турбоустановки повинні бути забезпечені:

- надійність роботи агрегатів в усіх режимах;
- пожежобезпека;
- підтримання якості і температури оливи відповідно до вимог інструкцій з експлуатації турбоустановок;
- запобігання витікань оливи і потрапляння її в охолоджувальну систему і навколишнє середовище.

8.4.16 Резервний та аварійний оливний насоси турбоагрегату (системи змащення турбіни, ущільнень вала генератора і системи регулювання), а також пристрої їхнього автоматичного включення повинні перевірятися в роботі два рази на місяць під час роботи турбоагрегату, а також перед кожним його пуском і зупином.

Для турбін, у яких робочій і резервний оливний насоси системи змащення мають індивідуальні електроприводи, перевірка АВР перед зупином не проводиться.

Для турбін, у яких аварійний оливний насос має привід від вала турбіни, періодичність і метод (спосіб) її перевірки встановлюється виробником.

8.4.17 На турбінах, оснащених системами запобігання розвитку горіння оливи на турбоагрегаті, введення в роботу автоматичної системи пожежогасіння повинно перевірятися перед пуском турбіни з холодного стану.

8.4.18 Запірна арматура, зміна положення якої може привести до аварії або відключення устаткування, що встановлена на трубопроводах систем змащування, регулювання й ущільнень вала турбогенератора, а також на трубопроводі аварійного зливу оливи з оливного бака турбіни, повинна бути опломбована у робочому положенні.

8.4.19 Конденсаційна установка повинна забезпечувати економічну і надійну роботу турбіни в усіх режимах з дотриманням нормативних температурних напорів у конденсаторі і норм якості конденсату.

8.4.20 Під час експлуатації конденсаційної установки повинні проводитися:

- профілактичні заходи щодо запобігання забруднень конденсатора (обробка охолоджувальної води хімічними і фізичними методами, застосування кулькоочисних установок тощо згідно з технічними рішеннями, затвердженими технічним керівником енергооб'єкта);
- періодичні чищення конденсаторів у разі підвищення тиску відпрацьованої пари порівняно з нормативними значеннями на $0,005 \text{ кгс/см}^2$ (0,5 кПа) через забруднення поверхонь охолодження згідно з технічними рішеннями, затвердженими технічним керівником енергооб'єкта;
- контроль за чистотою поверхні охолодження і трубних дощок конденсатора;
- контроль за витратою охолоджувальної води (безпосереднім вимірюванням витрати або за тепловим балансом конденсаторів), оптимізація витрати охолоджувальної води відповідно до її температури і парового навантаження конденсатора;
- перевірка водяної щільності конденсатора шляхом систематичного контролю солевмісту конденсату;
- перевірка вмісту кисню в конденсаті після конденсатних насосів;
- перевірка щільності вакуумної системи та її ущільнення; присмокоти повітря (G_n , кг/год) у діапазоні зміни парового навантаження конденсатора 40 % – 100 %

повинні бути не вище від значень, які визначаються за формулами:
для турбоустановок ТЕС

$$G_n = 8 + 0,065N \quad (8.1)$$

для теплофікаційних турбоустановок ТЕС потужністю 100 МВт і більше і всіх турбоустановок АЕС

$$G_n = 2,0 (8 + 0,065N) \quad (8.2)$$

де N – номінальна електрична потужність турбоустановки в конденсаційному режимі, МВт.

Методи контролю за роботою конденсаційної установки і його періодичність визначаються інструкцією з експлуатації залежно від конкретних умов експлуатації.

8.4.21 Під час експлуатації устаткування системи регенерації повинні забезпечуватись:

– нормативні температури живильної води (конденсату) за кожним підігрівачем і кінцевий її підігрів;

– надійність теплообмінних апаратів у всіх режимах роботи турбоустановки.

Нагрівання живильної води (конденсату), температурні напори, переохолодження конденсату гріючої пари у підігрівачах системи регенерації повинні перевірятися до і після капітального ремонту турбоустановки; після ремонту підігрівачів і періодично (не рідше ніж один раз на місяць) за графіком, затвердженим технічним керівником енергооб'єкта.

8.4.22 Робота підігрівачів високого тиску (ПВТ) забороняється у разі:

– відсутності чи несправності елементів його захисту;

– непрацездатності клапана регулятора рівня в ньому.

Робота об'єднаної аварійним обводом групи ПВТ забороняється у разі:

– відсутності чи несправності елементів захисту хоча б на одному з ПВТ;

– непрацездатності клапана регулятора рівня будь-якого ПВТ;

– відключенні гріючої пари будь-якого ПВТ.

Робота ПВТ без включеного захисту забороняється.

Будь-який ПВТ чи група ПВТ повинні бути негайно відключені у разі виявлення несправності захисту чи непрацездатності клапана регулятора рівня ПВТ. У випадку несправного стану будь-яких інших, крім клапана регулятора рівня, елементів системи автоматичного регулювання рівня і неможливості швидкого усунення дефекту на працюючому устаткуванні, ПВТ (чи група ПВТ) повинен бути виведений з роботи в термін, визначений технічним керівником електростанції (енергооб'єкта).

Забороняється підключення ПВТ при течі трубної частини.

8.4.23 Резервні живильні насоси, а також інші насосні агрегати, що перебувають в автоматичному резерві, повинні бути справними й у постійній готовності до пуску – з відкритими засувками на вхідному і вихідному трубопроводах (положення запірної арматури на вихідному трубопроводі може визначатися технічними умовами та інструкцією з експлуатації конкретного насоса).

Перевірка їхнього включення і плановий перехід з працюючого насоса на резервний повинен проводитися за графіком, але не рідше ніж один раз на місяць.

Примітка. Для насосів системи регулювання турбоагрегата АЕС плановий перехід з працюючого на резервний виконувати не рідше одного разу у квартал.

8.4.24 Перед пуском турбіни з планово-попереджувального чи капітального ремонту або з холодного стану повинна бути перевірена справність і готовність до включення основного і допоміжного устаткування, блокування, засобів технологічного захисту, дистанційного й автоматичного управління, ЗВТ, засобів

інформації й оперативного зв'язку. Виявлені при цьому несправності повинні бути усунуті.

Під час пусків турбіни з інших теплових станів засоби захисту і блокування повинні перевірятися відповідно до інструкцій з експлуатації.

Керувати пуском турбіни повинен начальник зміни цеху чи старший машиніст (старший за посадою з оперативного персоналу, що керує турбіною), а після її середнього чи капітального ремонту – начальник цеху (енергоблоку) або його заступник.

8.4.25 Пуск турбіни забороняється у випадках:

– відхилення показників теплового і механічного станів турбіни від допустимих значень;

– несправності хоча б одного із захистів, що діють на зупин турбіни;

– виявленні дефектів системи регулювання і паророзподілу, які можуть призвести до розгону ротора турбоагрегату під час скидання електричного навантаження незалежно від стану захисту турбіни від недопустимого підвищення частоти обертання;

– несправності однієї з оливи насосів систем змащування, регулювання, системи гідро-підйому роторів, ущільнень генератора і пристроїв їхнього АВР;

– відхилення якості оливи від норм на експлуатаційні оливи, а також температури оливи нижче або вище від встановленого виробником значення (межі);

– відхилення якості свіжої пари (за винятком турбін насиченої пари) за хімічним складом від норм.

8.4.26 Забороняється без включення валоповоротного пристрою подавання пари на ущільнення турбіни і для її прогріву, а також скидання гарячої води і пари в конденсатор. Умови подачі пари в турбіну, яка не має валоповоротного пристрою, визначаються інструкцією з експлуатації.

Скидання в конденсатор робочого середовища з котла (парогенераторів) і подача пари в турбіну для її пуску повинні здійснюватися при тисках пари в конденсаторі, зазначених у інструкціях чи інших документах виробників турбін, але не вище ніж $0,6 \text{ кгс/см}^2$ (60 кПа). Для модернізованих турбін дозволений діапазон тиску пари в конденсаторі визначається проектом модернізації.

8.4.27 Під час роботи турбоагрегатів їх вібраційний стан повинен задовольняти наступним вимогам:

1) середньоквадратичне значення віброшвидкості підшипникових опор валопроводу для турбін потужністю понад 0,5 МВт повинно бути не вище ніж $4,5 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$ у вертикальному, горизонтально-поперечному та горизонтально-осьовому напрямках. Допускається не проводити вимірювання віброшвидкості підшипникових опор валопроводу турбін потужністю менше 200 МВт у горизонтально-осьовому напрямку за умови погодження з виробником турбін;

2) у випадку перевищення нормативного значення вібрації опор валопроводу понад $4,5 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$ до $7,1 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$ повинні бути вжиті заходи для її зниження в термін не більше ніж 30 діб;

3) у випадку вібрації понад $7,1 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$ робота турбоагрегатів понад 7 діб забороняється;

4) турбіна повинна бути відключена дією захисту чи вручну у разі підвищення вібрації турбоагрегату до $11,2 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$ або розмаху відносних віброперемещень валопроводу понад 260 мкм за частоти обертання 50 с^{-1} і понад 320 мкм за частоти обертання 25 с^{-1} , якщо більш жорсткі вимоги не встановлені виробником;

5) при одночасній раптовій і незворотній зміні середньоквадратичного значення віброшвидкості будь-яких складових вібрації двох опор одного ротора, двох суміжних опор чи двох складових вібрації однієї опори на $1 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$ і більше від будь-якого початкового рівня повинні бути прийняті оперативні заходи для виявлення (та усунення) причини такої зміни, які, при необхідності, можуть включати зупинення турбоагрегату.

Примітка. * Під раптовою зміною значення рівня вібрації розуміють його зміну за час не більше ніж 5 с тривалістю не менше ніж 10 с.

** У випадках, коли зупину турбіни передує рівень вібрації опор валопроводу понад $7,1 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$, вибіг роторів здійснюється зі зривом вакууму за умови, що цей режим узгоджений виробником і внесений в інструкцію з експлуатації турбіни (енергоблоку).

б) оперативні заходи для виявлення (та усунення) причин, які, за необхідності, можуть включати зупинення турбоагрегату приймаються, якщо відбудеться плавне зростання на стаціонарних режимах роботи:

– за період до 3 діб середньоквадратичного значення віброшвидкості будь-якої складової вібрації однієї з опор валопроводу на $2 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$ або розмаху відносного вібропереміщення валопроводу в одній з опор у будь-якому напрямку вимірювання більш ніж на 85 мкм;

– незалежно від тривалості зростання середньоквадратичного значення віброшвидкості будь-якої складової вібрації однієї з опор валопроводу на $3 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$ або розмаху відносного вібропереміщення валопроводу в одній з опор у будь-якому напрямку вимірювання більш ніж на 100 мкм;

7) у випадку, коли при контролі низькочастотної вібрації отримане значення віброшвидкості опор валопроводу в частотному діапазоні ($10 \text{ Гц}\dots f_0/2$), де f_0 – частота обертання валопроводу, перевищує $0,5 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$, повинні бути прийняті заходи з її зниження. Допустимі значення (норми) вібрації для оцінки вібраційного стану турбоагрегатів наведені в таблиці 8.7;

8) вібрація опор валопроводів (підшипників) турбоагрегатів теплових і атомних електростанцій потужністю 50 МВт і більше повинна вимірюватись і реєструватись за допомогою стаціонарної апаратури безперервного контролю, яка відповідає вимогам ГОСТ 27164, і забезпечує вимірювання вібрації всіх опорних і опорно-упорних підшипників турбоагрегатів у трьох взаємно-перпендикулярних напрямках: вертикальному, горизонтально-поперечному і горизонтально-осьовому відносно осі вала турбоагрегату.

Таблиця 8.7

Максимальне середнє квадратичне значення віброшвидкості опор валопроводу у вертикальному, горизонтально-поперечному та горизонтально-осьовому напрямках, $\text{мм}\cdot\text{с}^{-1}$ для номінальної частоти обертання ротора турбоагрегату 50 с^{-1} і 25 с^{-1}	Умови роботи турбоагрегату (обмеження на експлуатацію)
до 2,8 – для вертикальної і горизонтально-поперечної складової вібрації підшипникових опор валопроводу; до 4,5 – для горизонтально-осьової складової вібрації підшипникових опор валопроводу	у разі приймання (вводу) в експлуатацію після монтажу (нові турбоагрегати)
до 4,5	у разі приймання після капітального ремонту
до 4,5	без обмежень
понад 4,5 до 7,1	не більше ніж 30 діб
понад 7,1 до 11,2	не більше ніж 7 діб
понад 11,2	не допускається

Тимчасово, до оснащення необхідною апаратурою, дозволяється проводити контроль вібрації за розмахом вібропереміщення опор валопроводу. У цьому випадку тривала експлуатація допускається при розмаху вібропереміщень до 40 мкм для турбоагрегатів з номінальною частотою обертання 50 с^{-1} (3000 об/хв) і до 80 мкм для турбоагрегатів з номінальною частотою обертання 25 с^{-1} (1500 об/хв).

Зміна вібрації (віброшвидкості) на $1 - 2 \text{ мм} \cdot \text{с}^{-1}$ еквівалентна зміні розмаху вібропереміщення на $10 \text{ мкм} - 20 \text{ мкм}$ при частоті обертання 50 с^{-1} (3000 об/хв) і на $20 \text{ мкм} - 40 \text{ мкм}$ при частоті обертання 25 с^{-1} (1500 об/хв).

Порівняння вимірних розмахів вібропереміщень опор валопроводу з нормативними середньоквадратичними значеннями віброшвидкості здійснюється на підставі співвідношень, наведених у таблиці 8.8.

Для турбоагрегатів потужністю до 50 МВт допускається використання переносних вібровимірювальних приладів, метрологічні характеристики яких задовольняють вимоги ГОСТ 27164. Періодичність контролю повинна встановлюватися інструкцією з експлуатації залежно від вібраційного стану турбоагрегату, але не рідше ніж один раз на місяць;

Таблиця 8.8

Середньоквадратичне значення віброшвидкості опор валопроводу для турбоагрегатів з номінальною частотою обертання ротора 50 с^{-1} і 25 с^{-1} , $\text{мм} \cdot \text{с}^{-1}$		
4,5	7,1	11,2
Еквівалентне значення розмаху вібропереміщень опор валопроводу для турбоагрегатів з номінальною частотою обертання ротора 50 с^{-1} , мкм		
40	65	100
Еквівалентне значення розмаху вібропереміщень опор валопроводу для турбоагрегатів з номінальною частотою обертання ротора 25 с^{-1} , мкм		
80	130	200

9) вібропереміщення шийок валопроводу у вкладишах підшипників турбоагрегатів теплових і атомних електростанцій потужністю 100 МВт і більше повинна вимірюватись і реєструватись за допомогою стаціонарної апаратури безперервного контролю.

8.4.28 Для контролю за станом проточної частини турбіни, працюючих на перегрітому парі, і занесенням її солями не рідше ніж один раз на місяць повинні перевірятися значення тисків пари в контрольних ступенях турбіни при близьких до номінальних витратах пари через контрольовані відсіки.

Підвищення тиску пари в контрольних ступенях проти номінального значення для даної витрати пари повинно бути не більше ніж 10% . У цьому випадку тиск не повинен перевищувати граничних значень, установлених виробником або проектом модернізації турбін.

У разі досягнення в контрольних ступенях граничних значень тиску через сольове занесення повинно бути проведено промивання або очищення проточної частини турбіни. Спосіб промивання чи очищення вибирається з огляду на склад і характер відкладень та місцевих умов.

8.4.29 У процесі експлуатації економічність турбоустановки повинна постійно контролюватися шляхом систематичного аналізу показників, які характеризують роботу устаткування.

Для виявлення причин зниження економічності турбоустановки, оцінки ефективності ремонтів повинні проводитися експлуатаційні (експрес) випробування її устаткування.

У разі відхилення показників роботи турбінного устаткування від нормативних повинні бути усунуті дефекти устаткування і недоліки експлуатації.

Головні зразки турбін і турбіни, на яких проведена модернізація, повинні підлягати балансовим випробуванням.

8.4.30 Турбіна повинна бути негайно відключена персоналом шляхом дії на вимикач (кнопку аварійного відключення) у разі відсутності відповідних захистів турбіни або турбогенератора (при досягненні контрольованими параметрами уставок спрацьовування захистів) або відсутності проектних захистів у випадках:

- а) підвищення частоти обертання понад уставки спрацьовування автомата безпеки;
- б) недопустимого осьового зсуву ротора;
- в) недопустимої зміни положення роторів відносно циліндрів;
- г) недопустимого зниження тиску оливи (вогнестійкої рідини) у системі змащування;
- д) недопустимого зниження рівня оливи (вогнестійкої рідини) в оливному баці;
- е) недопустимого підвищення температури оливи на зливі з будь-якого підшипника, вкладнів підшипників ущільнень вала турбогенератора, температури будь-якої колодки упорного підшипника турбоагрегату, температури опорних підшипників турбогенератора;
- ж) займання оливи на турбоагрегаті;
- и) недопустимого зниження перепаду тиску «олива – водень» у системі ущільнень вала турбогенератора;
- к) недопустимого зниження рівня оливи в демпферному баці системи оливопостачання ущільнень вала турбогенератора;
- л) відключення всіх оливних насосів системи водневого охолодження турбогенератора (для безінжекторних схем оливопостачання ущільнень);
- м) відключення турбогенератора через внутрішнє пошкодження;
- н) недопустимого підвищення тиску в конденсаторі;
- п) недопустимого перепаду тисків на останній ступені турбін з протитиском;
- р) раптового підвищення вібрації турбоагрегату (за умов 8.4.27.4 і 8.4.27.5);
- с) появи металевих звуків і незвичайних шумів усередині турбіни чи турбогенератора;
- т) появи іскор або диму з підшипників і кінцевих ущільнень турбіни чи турбогенератора;
- у) недопустимого зниження температури свіжої пари чи пари після промперегріву;
- ф) появи гідравлічних ударів у паропроводах свіжої пари, промперегріву чи в турбіні;
- х) виявлення розриву чи наскрізної тріщини на ділянках оливо-проводів і трубопроводів пароводяного тракту, що не відключаються, вузлах паророзподілу;
- ц) припинення потоку охолоджувальної води через статор турбогенератора;
- ш) недопустимого зниження витрати охолоджувальної води на газоохолодники;
- щ) зникнення напруги на пристроях дистанційного й автоматичного управління чи на всіх ЗВТ;
- ю) обумовлених в інструкції з експлуатації, але які не ввійшли в наведене вище перелічення.

Необхідність зриву вакууму у разі відключення турбіни повинна бути визначена інструкцією відповідно до вказівок виробника.

В інструкції з експлуатації повинні бути дані чіткі вказівки про недопустимі відхилення значень контрольованих величин на турбоагрегаті.

8.4.31 Турбіна повинна бути розвантажена і зупинена в період, визначений технічним керівником електростанції (енергооб'єкта) з повідомленням диспетчера енергосистеми, у таких випадках:

- а) затинання стопорних клапанів свіжої пари чи пари після промперегріву;
- б) затинання регулювальних клапанів чи обриву їхніх штоків;
- в) затинання поворотних діафрагм чи зворотних клапанів відборів;
- г) несправностей у системі автоматичного регулювання (перелік несправностей повинен бути узгоджений із виробником);
- д) порушення нормальної роботи допоміжного устаткування, схеми і комунікацій турбоустановки, якщо усунення причин порушення неможливе без зупини турбіни;
- е) збільшення вібрації опор вище $7,1 \text{ мм}^{\text{с}^{-1}}$ згідно з 8.4.27.2;

ж) виявлення несправності технологічних захистів, що діють на зупин устаткування;

и) виявлення протікань оливи з підшипників, трубопроводів і арматури, що створюють небезпеку виникнення пожежі;

к) виявлення свищів на ділянках трубопроводів пароводяного тракту, що не відключаються для ремонту;

л) відхилення якості свіжої пари (за винятком турбін насиченої пари) за хімічним складом від норм;

м) виявлення недопустимої концентрації водню в картерах підшипників, струмопроводах, оливному баці, а також перевищення норми витікання водню з корпусу турбогенератора.

8.4.32 Для кожної турбіни повинна бути визначена тривалість вибігу ротора під час зупину з нормальним тиском відпрацьованої пари і у разі зупину – зі зривом вакууму. У випадку зміни цієї тривалості повинні бути виявлені й усунуті причини відхилення. Тривалість вибігу повинна бути проконтрольована при всіх зупинах турбоагрегату.

8.4.33 У разі виведення турбіни в резерв на термін 7 діб і більше повинні бути вжиті заходи з консервації устаткування турбоустановки.

Метод консервації і способи контролю її якості повинні вибиратися технічним керівником електростанції (енергооб'єкта), з огляду на місцеві умови, на підставі чинних методичних (керівних) вказівок і рекомендацій виробників щодо консервації теплоенергетичного устаткування.

8.4.34 Робота турбін зі схемами й у режимах, не передбачених технічними умовами на постачання чи модернізацію, не допускається без спеціального дозволу виробника турбіни чи організації, яка виконала проект модернізації турбіни.

8.4.35 Під час проведення модернізації турбінного устаткування на електростанціях (енергооб'єктах) повинен бути передбачений максимальний ступінь автоматизації управління і високі показники ремонтпридатності.

Проведення модернізації турбінного устаткування повинно бути узгоджене із виробником або з іншими уповноваженими турбінними заводами чи організаціями.

ГЛАВА 8.5

ГАЗОТУРБІННІ УСТАНОВКИ

(АВТОНОМНІ І ПРАЦЮЮЧІ У СКЛАДІ ПАРОГАЗОВИХ УСТАНОВОК)

8.5.1 Під час експлуатації ГТУ повинні бути забезпечені:

– надійність і економічність роботи основного і допоміжного устаткування з дотриманням диспетчерського графіка навантаження;

– можливість роботи з номінальними параметрами, що відповідають технічним умовам на ГТУ;

– чистота проточної частини компресорів, турбін і теплообмінних апаратів;

– відсутність витікань повітря і газу, а також витікання палива, оливи і води;

– недопущення шуму в машзалі вище від установлених норм.

Можливість і тривалість роботи ГТУ з відхиленнями від номінальної частоти обертання повинна бути регламентована технічними умовами на ГТУ.

8.5.2 Система регулювання ГТУ повинна задовольняти такі вимоги:

– стійко підтримувати задане електричне навантаження;

– утримувати ГТУ на холостому ході за номінальної частоти обертання ротора;

– забезпечувати надійну роботу ГТУ в режимах пуску й зупину, а також зупин агрегату в аварійних ситуаціях;

– забезпечувати у разі зміни навантаження плавну зміну режиму роботи ГТУ;

– утримувати частоту обертання ротора, яка не викликає спрацювання автомата безпеки, у разі миттєвого скидання максимального електричного навантаження до нуля (для ГТУ з вільною силовою турбіною значення електричного навантаження вказується в технічних умовах);

– підтримувати температуру газів перед турбіною (турбінами) на необхідному рівні, не допускаючи її підвищення до граничного значення, за якого спрацьовує аварійний захист (АЗ);

– мати нечутливість системи обмеження температури газів не більше ніж 10°C ;

– забезпечувати безпомпажну роботу компресорів;

– мати ступінь статичної нерівномірності регулювання частоти обертання генераторного вала в межах $4\% - 5\%$ номінальної (можливе, у разі необхідності, підвищення ступеня нерівномірності для поліпшення умов експлуатації ГТУ конкретних типорозмірів повинно бути зазначене в технічних умовах); мінімальний місцевий ступінь статичної нерівномірності регулювання частоти обертання повинен бути не нижче ніж 2% номінального;

– мати ступінь нечутливості щодо частоти обертання для будь-якого навантаження не більше ніж $0,2\%$ номінальної.

8.5.3 Імпульс по температурі, використовуваний у системах регулювання і захисту, повинен бути генерований малоінерційними давачами (термоелектричними пірометрами чи іншими вимірювальними приладами з динамічною корекцією в разі потреби), встановленими в характерних перетинах тракту, які забезпечуватимуть достовірне визначення температури газів перед турбіною (турбінами).

8.5.4 Пристрої захисту від недопустимого підвищення температури газів після кожного ступеня згоряння повинні бути настроєні на спрацювання при температурі, зазначеній в технічних умовах на ГТУ.

8.5.5 Автомати безпеки повинні бути настроєні на спрацювання у разі підвищення частоти обертання роторів на $10\% - 12\%$ вище від номінальної чи до значення, вказаного в технічних умовах на ГТУ.

8.5.6 Під час експлуатації ГТУ повинні бути виконані заходи щодо зниження запиленості засмоктуваного в компресор повітря (засівання вільних площ травами, влаштування газонів, асфальтування доріг, спорудження засобів поливу тощо) і запобігання потрапляння власних чи сторонніх викидів у повітряозабірний пристрій.

8.5.7 Система очищення повітря повинна забезпечувати компресор ГТУ повітрям при залишковій середньорічній запиленості не більше ніж $0,3\text{ мг/м}^3$, у цьому повітрі концентрація пилу з розміром часток понад 20 мкм повинна бути не вище ніж $0,03\text{ мг/м}^3$. Допускається (у періоди підвищеної запиленості) короткочасна, до 100 год на рік, концентрація пилу до 5 мг/м^3 з частками розміром не більше ніж 30 мкм . Стан повітряних фільтрів під час експлуатації повинен регулярно контролюватися. Не допускається винос із них оливи чи інших матеріалів в усмоктувальний тракт ГТУ. Не рідше від двох разів на місяць повітряні фільтри повинні бути оглянуті й очищені від пилу і шламу (якщо ГТУ працює у базовому режимі, то під час її найближчого планового зупину).

8.5.8 Система фільтрації повітря повинна мати байпаси з клапанами двосторонньої дії, що відкриваються автоматично у разі перевищення допустимого перепаду тисків на фільтрах або появи надлишкового тиску в камері фільтрів.

8.5.9 Обледеніння повітряних фільтрів і проточної частини компресорів не допускається. У разі необхідності повітряозабірні тракти ГТУ повинні бути обладнані пристроями, що запобігають обледенінню.

8.5.10 Стопорні і регулювальні паливні клапани ГТУ повинні бути щільними. Клапани повинні розходжуватися на повний хід перед кожним пуском, а також щодоби на частину ходу при неперервній роботі, якщо це передбачено інструкцією виробника.

Щільність паливних клапанів ГТУ повинна перевірятися перед пуском після тривалого (понад 7 діб) простою, а також не рідше ніж один раз на місяць при регулярній роботі; у разі безперервної роботи понад 30 діб перевірка повинна бути проведена під час найближчого планового зупину.

8.5.11 Запірна арматура, установлювана на лініях систем змащення, ущільнень вала турбогенератора, а також на трубопроводах аварійного зливу оливи із оливних баків ГТУ, повинна бути опломбована в робочому положенні.

8.5.12 Турбогенератори ГТУ під час переходу в режим електродвигуна повинні бути негайно відключені, для чого повинен бути встановлений захист від їхньої зворотної потужності. Ця вимога не поширюється на ГТУ з вільними силовими турбінами.

8.5.13 Пуск і синхронізація ГТУ з будь-якого теплового стану повинні здійснюватися автоматично. Частотний пуск наново встановлених одновальних ГТУ повинен здійснюватися тиристорним пусковим пристроєм, якщо не вимагається автономності пуску.

Плановий зупин ГТУ повинен проводитися автоматично за заданою програмою.

8.5.14 Пуском ГТУ повинен керувати начальник зміни, а після середнього і капітального ремонту чи проведення регламентних робіт – начальник цеху електростанції (енергооб'єкта) чи його заступник.

8.5.15 Перед пуском ГТУ після ремонту чи простою в резерві понад 3 доби повинні бути перевірені справність і готовність до увімкнення засобів технологічного захисту й автоматики, блокування допоміжного устаткування, оливної системи, резервних і аварійних оливних насосів, ЗВТ і засобів оперативного зв'язку. Виявлені при цьому несправності повинні бути усунуті.

8.5.16 Пуск ГТУ забороняється у випадках:

- несправності чи відключення будь-якого із захистів;
- дефектів системи регулювання, які можуть призвести до перевищення допустимої температури газів або розгону турбіни;
- несправності однієї з оливних насосів або системи їх АВР;
- відхилення від норм якості палива чи оливи, а також при температурі чи тиску палива (оливи) нижче або вище від встановлених меж;
- відхилення контрольних показників теплового чи механічного стану ГТУ від допустимих значень.

Пуск ГТУ після аварійного зупину або збоїв і відмовах під час попереднього пуску забороняється, якщо причини цих відмов не усунуті.

8.5.17 Перед запалюванням палива в камерах згоряння тракти ГТУ повинні бути провентильовані не менше ніж 2 хв при роботі на рідкому і 5 хв при роботі на газоподібному паливі при обертанні ротора пусковим пристроєм.

Після будь-якої невдалої спроби пуску ГТУ запалювання палива без попередньої вентиляції трактів не менше ніж 4 хв при роботі на рідкому і 10 хв на газоподібному паливі забороняється. Тривалість вентиляції залежно від компоновки тракту, виду палива і типу ГТУ повинна бути конкретизована в інструкції з експлуатації ГТУ.

8.5.18 Пуск ГТУ повинен бути негайно припинений дією захистів чи персоналом у випадках:

а) порушення встановленої послідовності пускових операцій;

- б) підвищення температури газів понад допустиму за графікові пуску;
- в) підвищення навантаження пускового пристрою вище від допустимого;
- г) не передбаченого інструкцією зниження частоти обертання валу, що розвертається, після відключення пускового пристрою;
- д) помпажних явищ у компресорах ГТУ.

8.5.19 Газотурбінна установка повинна бути негайно відключена дією захистів чи персоналом у випадках:

- а) недопустимого підвищення температури газів перед турбіною (турбінами);
 - б) підвищення частоти обертання ротора понад допустиму межу;
 - в) виявлення тріщин або розриву оливо- чи паливопроводів високого тиску;
 - г) недопустимого осьового зсуву, недопустимих відносних переміщень роторів компресорів і турбін;
 - д) недопустимого зниження тиску оливи в системі змащення чи рівня в оливному баці, а також недопустимого підвищення температури оливи на зливі з будь-якого з підшипників або температури будь-якої з колодок упорного підшипника;
 - е) появи металевих звуків (скреготу, стукотів), незвичайних шумів усередині турбомашин і апаратів ГТУ;
 - ж) зростання вібрації підшипникових опор вище від допустимих значень згідно з п. 8.5.30;
 - и) появи іскор чи диму з підшипників або кінцевих ущільнень турбомашин чи турбогенератора;
 - к) займання оливи чи палива і неможливості негайно ліквідувати пожежу наявними засобами;
 - л) вибуху (хлопка) у камерах згоряння чи газоходах;
 - м) загасання факела в камерах згоряння, недопустимого зниження тиску рідкого чи газоподібного палива;
 - н) відсутності напруги на всіх ЗВТ чи пристроях регулювання й автоматизації;
 - п) відключення турбогенератора внаслідок внутрішнього пошкодження;
 - р) виникнення помпажу компресорів чи недопустимого наближення до межі помпажу;
 - с) недопустимої зміни тиску повітря за компресорами.
- Одночасно з відключенням ГТУ дією захисту чи персоналом повинен бути відключений турбогенератор.

8.5.20 Газотурбінна установка повинна бути розвантажена і зупинена за рішенням технічного керівника енергооб'єкта у випадках:

- а) порушення нормального режиму роботи основного і допоміжного устаткування (з появою сигналів попереджувальної сигналізації), якщо усунення причин порушення неможливе без зупину;
- б) затинання стопорних, регульовальних і протипомпажних клапанів;
- в) обледеніння повітрязабірного пристрою, якщо не вдається усунути обледеніння під час роботи ГТУ під навантаженням;
- г) недопустимого підвищення температури зовнішніх поверхонь корпусів турбін, камер згоряння, перехідних трубопроводів, якщо знизити цю температуру зміною режиму роботи ГТУ не вдається;
- д) недопустимого збільшення нерівномірності вимірюваних температур газів;
- е) недопустимого підвищення температури повітря перед компресорами високого тиску, а також у випадках порушення нормального водопостачання;
- ж) у разі несправності окремих захистів чи оперативних ЗВТ.

8.5.21 У разі загоряння відкладень у регенераторах або підігрівниках мережної води, якщо не відбувається небезпечна зміна параметрів, ГТУ повинна залишатись у роботі для охолодження теплообмінних поверхонь.

У разі загоряння відкладень на зупиненій ГТУ повинні бути включені проти-пожежні установки.

8.5.22 Після відключення ГТУ повинна бути забезпечена ефективна вентиляція трактів і інших місць, де це передбачене, проведена продувка паливних колекторів і форсунок (пальників) повітрям чи інертним газом. Після закінчення вентиляції повинні бути перекриті всмоктувальний і (чи) випускний тракти. Тривалість і періодичність вентиляції і прокручування роторів під час остигання ГТУ повинні бути зазначені в інструкції з експлуатації ГТУ.

8.5.23 На енергооб'єктах повинен бути встановлений регламент технічного обслуговування ГТУ, технологія і періодичність виконання регламентних робіт.

8.5.24 Регламент технічного обслуговування повинен передбачати:

– візуальну діагностику протічної частини, без розбирання турбомашин і апаратів, у місцях відповідно до інструкції з експлуатації із застосуванням спеціальних оптичних чи волоконно-оптичних приладів, якщо це передбачене виробниками;

– періодичні усунення відкладень з протічної частини ГТУ без розбирання турбомашин і апаратів із застосуванням розчинів технічних мийних засобів і м'яких абразивів;

– перевірку роботи системи захисту й автоматичного управління ГТУ, включаючи контрольні автоматичні пуски ГТУ з перевіркою відповідності основних параметрів повітря і газів, тиску палива і навантаження пускового пристрою розрахунковому графікові пуску;

– огляд і перевірку герметичності, продуктивності паливних форсунок і кута розпилювання палива на виході з них;

– перевірку АВР резервних і аварійних оливних насосів;

– перевірку щільності трактів, клапанів, шиберів і арматури;

– огляд і перевірку паливних насосів і насосів системи технічного водопостачання;

– огляд і очищення оливних, паливних і водяних фільтрів;

– відновлення ефективності шумоглушних пристроїв;

– профілактику устаткування з метою зниження концентрації шкідливих речовин у відхідних газах.

8.5.25 У процесі експлуатації на підставі спостережень і показів приладів повинна проводитися параметрична і вібраційна діагностика, яка передбачає аналіз:

– відповідності потужності ГТУ розрахунковій і нормативній;

– ступеня забруднення і запасів стійкості компресорів;

– ефективності теплообмінних апаратів;

– нерівномірності вимірюваних температур на вході і виході турбін;

– тиску палива і повітря (газів), а також тиску і температури оливи в характерних точках;

– вібрації турбін, компресорів, турбогенераторів і збудників.

Граничні значення відхилень контрольованих параметрів від паспортних не повинні перевищувати заданих виробниками чи зазначених у технічних умовах на поставку.

8.5.26 Усі перевірки й випробування системи регулювання і захисти ГТУ від підвищення частоти обертання повинні виконуватися відповідно до інструкцій виробників.

8.5.27 Перевірка дії захистів від перевищення температури газів у турбінах повинна проводитися не рідше ніж один раз на 4 місяці.

8.5.28 Перевірка роботи системи регулювання ГТУ миттєвим скиданням електричного навантаження шляхом відключення турбогенератора від мережі повинна проводитися:

– під час приймання ГТУ в експлуатацію після монтажу;

– після модернізації, яка змінює динамічну характеристику турбоагрегату чи статичну і динамічну характеристики системи регулювання;

– у разі виявлення суттєвих змін статичних і динамічних характеристик регулювання в процесі експлуатації й після усунення під час ремонту виявлених недоліків.

8.5.29 Періодично працюючі ГТУ повинні бути в постійній готовності до пуску. Якщо їхнього включення в роботу не потрібно, справність устаткування і систем таких ГТУ повинна перевірятися один раз у зміну, а контрольні автоматичні пуски з навантаженням агрегату повинні проводитися не рідше ніж один раз на тиждень.

8.5.30 Під час роботи ГТУ середньоквадратичне значення віброшвидкості підшипникових опор турбін, компресорів, турбогенератора і збудника повинні бути не вищі ніж $4,5 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$.

У разі перевищення нормативного значення вібрації повинні бути вжиті заходи для її зниження в термін до 30 діб.

У випадку віброшвидкості понад $7,1 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$ експлуатувати турбоагрегати понад 7 діб забороняється.

Турбіна повинна бути відключена дією захисту чи вручну у разі підвищення віброшвидкості турбоагрегату до $11,2 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$.

Газотурбінна установка повинна бути негайно зупинена, якщо в усталеному режимі відбувається одночасна раптова зміна вібрації двох опор одного ротора, чи суміжних опор, чи двох компонентів вібрації однієї опори на $1 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$ і більше від будь-якого початкового рівня.

Газотурбінна установка повинна бути розвантажена і зупинена, якщо відбудеться плавне зростання:

– за період до 3 діб будь-якої складової (компоненти) віброшвидкості одної з опор валопроводу на $2 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$;

– незалежно від тривалості зростання будь-якої складової (компоненти) віброшвидкості одної з опор валопроводу на $3 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$.

Вібрація повинна вимірюватися і реєструватися за допомогою стаціонарної апаратури безперервного контролю. Допускається до монтажу апаратури безперервного контролю вібрації підшипників за середньоквадратичним значенням віброшвидкості оцінювати вібраційний стан ГТУ на підставі співвідношень, наведених у таблиці 8.9.

Таблиця 8.9

Найменування параметра		Значення	
Середньоквадратичне значення віброшвидкості, $\text{мм}\cdot\text{с}^{-1}$		4,5	7,1
Еквівалентне значення розмаху вібропереміщень, мкм			
Для частот обертання турбіни, с^{-1} (об/хв):	50,0 (3000)	30	65
	66,7 (4000)	25	50
	83,3 (5000)	20	40
	100,0 (6000) і більше	15	35

Вібраційний стан авіаційних і суднових газотурбінних двигунів, що працюють у складі енергетичних установок, повинен бути визначений технічними умовами на поставку. Однак при цьому двигуни не повинні зумовлювати вібрації пов'язаного з ними устаткування понад зазначений вище рівень.

8.5.31 Для кожного вала ГТУ повинна бути встановлена тривалість нормального вибігу ротора і номінальне значення сили електричного струму електродвигу на валоповоротного пристрою.

Тривалість вибігу роторів і сила струму повинні вимірюватися і реєструватися в добовій відомості під час усіх зупинів ГТУ. У випадку відхилення часу вибігу або сили електричного струму від нормальних, а також у разі виникнення сторонніх шумів під час вибігу повинні бути виявлені причини відхилень і вжиті заходи для їх усунення.

8.5.32 У випадку виведення ГТУ в тривалий резерв повинні бути вжиті заходи для її консервації. Тривалість зупину, для якого потрібна консервація, перелік вузлів, що підлягають консервації і технологія її проведення повинні бути зазначені в технічних умовах на ГТУ.

8.5.33 Періодичність середніх і капітальних ремонтів повинна бути встановлена відповідно до технічних умов залежно від режимів і тривалості роботи ГТУ, кількості пусків і використовуваного палива з урахуванням фактичного стану.

ГЛАВА 8.6 ЕНЕРГОБЛОКИ ТЕС

8.6.1 Під час експлуатації енергоблоків ТЕС повинні забезпечуватися вимоги згідно з 8.3 і 8.4.

Експлуатація енергоблоку повинна бути організована відповідно до інструкції з його експлуатації та інструкцій з експлуатації основного і допоміжного устаткування. Перелік інструкцій і самі інструкції повинні бути затверджені технічним керівником ТЕС.

Інструкція з експлуатації енергоблоку повинна містити:

- поопераційні вказівки щодо пуску, ведення режимів і зупину;
- графіки-завдання зміни основних показників усіх режимів пусків і зупинок (параметрів пари, навантаження енергоблоку, частоти обертання турбіни, витрати палива чи температури газів у поворотній камері котла тощо) із вказівкою тривалості проведення основних операцій;
- вказівки про порядок увімкнення (вимкнення) технологічних захистів і автоматичних регуляторів;
- критерії надійності устаткування;
- обсяг контролю теплового і механічного стану устаткування для забезпечення надійності режимів;
- дані про мінімальний склад використовуваних під час пуску автоматичних регуляторів;
- вказівки про недопущення відкриття арматури пускових схем, не призначеної для використання в умовах нормальної експлуатації.

Інструкції з експлуатації повинні бути розроблені з урахуванням особливостей конкретного енергоблоку на підставі типових інструкцій, а у разі їхньої відсутності – на підставі інструкцій і технічних умов на постачання виробників устаткування.

8.6.2 Для виконання енергоблоками диспетчерського графіка навантаження повинні бути забезпечені:

- зміни навантаження енергоблоку в регульовальному діапазоні і, у разі необхідності, до технічного мінімуму, зупини в резерв і режими пуску енергоблоку з різних теплових станів;
- участь енергоблоку у первинному регулюванні частоти і потужності при нормальних (відповідно до диспетчерського графіка) і аварійних режимах роботи ЕЕС згідно з положеннями Кодексу системи передачі.

Виконання змінного графіка навантажень ЕЕС з використанням режимів, не передбачених чинними документами (наприклад, моторного режиму, низько-частотного обертового резерву), допускається тільки після узгодження цих режимів із виробниками устаткування і внесення відповідних доповнень в інструкції з експлуатації.

8.6.3 Теплофікаційні енергоблоки, що працюють з повною витратою циркуляційної води через конденсатор, можуть бути залучені до покриття диспетчерського графіка електричних навантажень зі збереженням заданої кількості тепла, що відпускається.

Теплофікаційні енергоблоки, що працюють на вмонтованому пучку конденсатора або із закритими органами паророзподілу циліндра низького тиску (ЦНТ), як правило, не повинні залучатися до покриття перемінної частини графіка електричних навантажень. В окремих випадках допускається розвантаження зазначених енергоблоків з переведенням теплового навантаження на пікові чи резервні джерела. Кількість теплофікаційних енергоблоків, які не залучаються до покриття перемінної частини графіка електричних навантажень, повинна бути визначена технічним керівником енергогенеруючої компанії і диспетчерською службою Оператора системи передачі.

Однокорпусний режим роботи дубль-блоків допускається, як виняток, у разі особливих труднощів проходження мінімуму електричного навантаження енергосистеми та у разі запасу твердого палива нижчого ніж передбачено Графіком накопичення вугілля на ТЕС, затвердженого Міненерговугілля.

Енергоблоки, призначені для роботи в режимі автоматичного відокремлення на збалансоване навантаження (АВЗН), повинні стійко утримувати збалансоване навантаження у разі переходу в режим АВЗН.

8.6.4 Нижня межа діапазону регулювання навантажень енергоблоків в ОЕС України визначається технічним керівником ТЕС на базі їх технічних можливостей.

Нижня межа регульовального діапазону навантаження енергоблоку повинна бути встановлена з огляду на необхідність збереження незмінного складу працюючого устаткування і роботи системи автоматичного регулювання у всьому діапазоні навантажень без втручання персоналу. Під час експлуатації енергоблоків повинна бути забезпечена можливість їхньої роботи на технічному мінімумі навантаження, для досягнення якого допускається зміна складу працюючого устаткування і відключення окремих автоматичних регуляторів. Технічний мінімум навантаження повинен бути встановлений узгодженим рішенням технічних керівників енергогенеруючої компанії й ТЕС на підставі даних виробників устаткування, умов і режимів роботи, зазначених в інструкції з експлуатації, і доведений до відома диспетчерської служби Оператора системи передачі.

Обладнання енергоблоку має працювати без технологічних обмежень у межах регульовального діапазону навантаження.

8.6.5 Під час навантажування енергоблока, що відповідає нижній межі регульовального діапазону чи технічному мінімуму, зниження температури свіжої пари і пари після проміжного перегріву повинно бути не більше від заданого виробниками устаткування або проектом його модернізації.

8.6.6 Гранична швидкість зміни навантаження енергоблока в регульовальному діапазоні повинна бути встановлена технічним керівником ТЕС на підставі даних виробників устаткування і норм гранично допустимих швидкостей зміни навантаження енергоблоків потужністю від 160 МВт до 800 МВт.

З метою забезпечення можливості змінювати активну потужність генеруючої одиниці відповідно до її планового графіку Оператор системи передачі встановлює мінімальну (але не менше 1 % від встановленої потужності) і максимальну межі для швидкості зміни вихідної активної потужності для генеруючої одиниці, враховуючи тип генеруючого обладнання.

Забороняється використання пристроїв і систем автоматичного керування, а також ведення режимів роботи електростанцій, енергоблоків (агрегатів), що перешкоджають зміні потужності в разі зміни частоти. Допускається тільки короточасне їхнє використання в разі несправності основного обладнання, щоб запобігти виникненню технологічних порушень або їхньої ліквідації і тільки з дозволу Оператора системи передачі.

8.6.7 Енергоблоки, спроектовані для роботи з постійним (номінальним) тиском свіжої пари, допускається експлуатувати в режимі ковзного тиску з повним відкриттям частини регулювальних клапанів циліндрів високого тиску турбіни тільки після проведення спеціальних випробувань, узгодження режимів роботи з виробниками устаткування і внесення в інструкції з експлуатації відповідних доповнень (уточнень).

8.6.8 Робота енергоблока з включеним регулятором тиску свіжої пари, що впливає на регулювальні клапани турбіни (регулятор «до себе»), якщо він не входить до складу системи регулювання частоти і потужності в енергосистемі, забороняється.

У виняткових випадках, у разі несправності чи нестійкої роботи устаткування, допускається з дозволу технічного керівника енергогенеруючої компанії з повідомленням диспетчерської служби Оператора системи передачі тимчасова робота енергоблоку з включеним регулятором «до себе».

8.6.9 Після зміни потужності, зумовленої зміною частоти, оперативний персонал електростанції має право втручатися в процес регулювання потужності тільки в таких випадках:

- після відновлення частоти 50,00 Гц;
- з дозволу Оператора системи передачі;
- у разі виходу потужності за межі, що допустимі для обладнання;
- у разі виходу швидкості зміни потужності за межі, що допустимі для обладнання.

У разі відсутності (відмови) системи автоматичного регулювання частоти і потужності енергоблоків у випадку накидання (скидання) навантаження турбін через зміну частоти персонал повинен негайно приступити до зміни навантаження котлів у межах регулювального діапазону з метою відновлення початкового тиску свіжої пари. Якщо зміни навантаження можуть призвести до перевантажень ліній електропередачі, що загрожує порушенням стійкості ЕЕС, то в інструкціях з експлуатації повинні бути вказані погоджені з диспетчерською службою Оператора системи передачі зміни частоти, за яких повинні починатися вказані дії персоналу.

8.6.10 Перелік загальних технічних вимог до енергоблоків (основного і допоміжного устаткування), які працюють у складі ОЕС України, визначено Кодексом системи передачі.

А) Енергоблоки мають бути здатним залишатися приєднаним до мережі і працювати в межах діапазону частот та інтервалів часу:

- існуючі енергоблоки ТЕС мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі в діапазоні 48,0 – 49,0 Гц не менше 5 хвилин, в діапазоні 47,5– 48,0 Гц не менше 60 с, в діапазоні 50,5 – 51,5 не менше 10 с.
- енергоблоки ТЕС мають бути здатними залишатися приєднаним до мережі і працювати при швидкості зміни частоти до 1.7 Гц/с.

Б) Енергоблоки ТЕС мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості системи регулювання частоти та активної потужності енергоблоку по частоті зі статизмом, визначеними Оператором системи передачі в межах значень, визначених Кодексом системи передачі:

- у випадку підвищення частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується мінімальним технічним рівнем;
- у випадку зниження частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується максимальною потужністю;
- фактична зміна активної потужності при відхиленні частоти може обмежуватися рядом чинників, зокрема впливом навколишнього середовища та наявністю джерел первинної енергії;
- енергоблоки мають бути здатними до реакції зміни активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди;

– після досягнення енергоблоком максимального чи мінімального технічного рівня навантаження, енергоблок має бути здатним продовжувати роботу на цьому рівні.

В) Енергоблоки мають бути здатними забезпечити стійку видачу наявної регулюючої активної потужності при відхиленні частоти протягом не менше ніж 15 хвилин. В межах 15 хвилин регулювання активної потужності повинно відповідати статично-частотній характеристиці енергоблоку.

Г) Енергоблоки повинні мати обладнання зв'язку, щоб передавати в режимі реального часу з належним захистом від енергоблоку до диспетчерських пунктів Оператора системи передачі, принаймні, такі сигнали:

– сигнал індикації стану нормованого первинного регулювання частоти (ув./вимк.);

– планова активна потужність (за графіком);

– фактичне значення активної потужності;

– фактичні завдання по активної потужності для відповідного відхилення частоти;

– статизм і зона нечутливості;

За необхідності Оператором системи передачі, може вказувати додаткові сигнали, які мають передаватися з використанням пристроїв моніторингу та реєстрації для перевірки участі енергоблоків у нормованому первинному регулювання.

Д) Енергоблоки мають бути обладнані вхідним портом, щоб припиняти виробК) Енергоблоки мають бути в змозі працювати в режимі нормованого первинного регулювання частоти під час острівного режиму роботи відповідно до вимог пункту Кодексу системи передачі.

Е) Технічним керівником ТЕС на підставі даних виробників устаткування і норм гранично допустимих швидкостей зміни навантаження енергоблоків повинно бути встановлено час, у межах якого має бути досягнута уставка активної потужності (за умови наявності палива/джерела енергії) та вказати допустиме відхилення для нової уставки і час, за який вона має бути встановлена.

Ж) Оператор системи передачі вказує умови, за яких енергоблок може автоматично з'єднатися з мережею після незапланованого відключення або під час відновлення системи передачі.

Якщо інші умови не узгоджені між Оператором системи передачі та власником енергоблоку умови автоматичного приєднання наступні:

– діапазон частоти 49,9 – 50,1 Гц;

– діапазон напруги 0,9 – 1,1 в.о.;

– мінімальний час затримки 60 с;

– максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності $\leq 20\%$ $P_{\max}/\text{хвил.}$

З) Енергоблоки мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і продовжувати стабільну роботу під час К.З. та після його усунення релейним захистом при зміні напруги за кривою, параметри якої задаються Оператором системи передачі в межах діапазонів, встановлених у Кодексі системи передачі. Часові інтервали роботи енергоблоків без відключення від мережі при К.З. наведено у Кодексі системи передачі.

Енергоблоки повинні відновлювати вироблення активної енергії після К.З. з мінімальними вимогами до відновлення:

– час початку відновлення - в момент досягнення 90 % напруги на момент виникнення К.З.;

– максимально допустимий час відновлення активної енергії після К.З. – 1 с.;

– мінімальний рівень потужності активної енергії – 90 % потужності активної енергії на момент виникнення К.З.

Оператор системи передачі визначає величину та час відновлення вироблення активної енергії.

І) У разі відхилень балансу потужності ЕЕС енергоблоки повинні зберігати статичну стійкість.

Енергоблоки мають бути здатними до від'єднання від мережі автоматично, щоб запобігти порушенню стійкості енергосистеми або пошкодженню генеруючої одиниці.

И) Енергоблоки мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати без зниження потужності, поки напруга і частота залишаються в указаних межах згідно з вимогами, встановленими Кодексом системи передачі.

Енергоблоки мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі під час однофазних або трифазних АПВ на лініях електропередачі, які відходять від станції. Детальні дані цієї здатності повинні підлягати координації та узгодженням щодо схем захисту та уставок, відповідно положень Кодексу системи передачі.

К) Енергоблоки мають бути в змозі працювати в режимі нормованого первинного регулювання частоти під час острівного режиму роботи відповідно до вимог пункту Кодексу системи передачі.

Л) Енергоблоки повинні бути здатними виробляти реактивну потужність, якщо така вимога встановлена Оператором системи передачі.

Енергоблоки мають бути здатними, на вимогу Оператора системи передачі, використовувати всі резерви реактивної потужності аж до аварійних перевантажень згідно з вимогами нормативно-технічного документа з Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж.

Енергоблоки мають бути здатними забезпечувати, на вимогу Оператора системи передачі вироблення/споживання реактивної потужності у випадках коливань напруги, з урахуванням наступного:

- енергоблоки мають бути здатними забезпечувати вироблення/споживання реактивної потужності на її максимальному рівні у відповідності до норм Кодексу системи передачі;

- діапазон Q/P_{max} і діапазон напруги для синхронних генеруючих одиниць повинні перебувати в межах значень наведених у Кодексі системи передачі;

- повний діапазон реактивної потужності не може бути наявним в усьому діапазоні напруги в усталеному режимі;

- енергоблоки мають бути здатними до переміщення в будь-яку робочу точку в межах свого профілю $U-Q/P_{max}$ у відповідних часових рамках до значень, встановлених Оператором системи передачі.

М) Енергоблоки мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати у межах діапазонів напруги в точці приєднання, виражених напругою в точці приєднання у вигляді опорного значення 1 в.о., для періодів часу, зазначених у Кодексі системи передачі.

Н) Енергоблоки мають бути здатними до обміну технологічною інформацією з Оператором системи передачі у режимі реального часу згідно з вимогами Кодексу системи передачі, з міткою часу.

О) Енергоблоки мають бути обладнані засобами реєстрації аварійних подій і моніторингу динамічної поведінки системи. Ці засоби повинні реєструвати такі параметри:

- напруга;
- активна потужність;
- реактивна потужність;
- частота.

Оператор системи передачі має право встановлювати параметри апаратури реєстрації аварійних подій, зокрема критерії запуску і частоту дискретизації.

У разі необхідності, Оператор системи передачі може висунути вимоги щодо необхідності встановлення додаткових пристроїв на енергоблоках, з метою попередження аварійних ситуацій в енергосистемі.

П) Заземлювальний пристрій нейтралі на мережевій стороні підвищувальних трансформаторів енергоблоків має відповідати вимогам нормативно-технічного документа з Правил улаштування електроустановок.

Р) Енергоблоки мають бути обладнані необхідними засобами синхронізації для під'єднання до мережі.

Синхронізація енергоблоків має бути можливою для частот у межах діапазонів, вказаних у Кодексі системи передачі.

Параметри пристроїв синхронізації енергоблоків:

– напруга;

– частота;

– діапазон фазового кута;

– послідовність чергування фаз;

– відхилення напруги і частоти

повинні бути погоджені Оператором системи передачі та власником генеруючого об'єкта на етапі проектування.

С) Енергоблоки мають бути здатними до повторного підключення до мережі після випадкового відключення, викликаного порушенням мережі відповідно до умов, встановлених Оператором системи передачі. Оператор системи передачі повинен визначити необхідність встановлення систем автоматичного повторного підключення та їх параметрів для кожного генеруючого об'єкта на основі розрахунків електричних режимів.

Енергоблоки зі здатністю до автономного пуску мають бути здатними до пуску з повністю знеструмленого стану без будь-якої зовнішньої подачі електроенергії в межах часового інтервалу, затвердженого Оператором системи передачі та відповідати умовам Кодексу системи передачі.

Енергоблоки мають бути здатними брати участь в острівному режимі роботи, з параметрами, що відповідають положенням Кодексу системи передачі.

У разі від'єднання енергоблоку від мережі цей енергоблок має бути здатний до швидкої повторної синхронізації методом точної синхронізації, що передбачає встановлення пристроїв автоматичної та напівавтоматичної точної синхронізації.

У випадку коли на повторну синхронізацію енергоблоку потрібно понад 15 хвилин, Оператор системи передачі та відповідний Оператор системи розподілу спільно з власником генеруючого об'єкта повинні погодити схему виділення на живлення власних потреб та прилеглий енергорайон.

У вищезазначеному випадку енергоблоки мають бути здатними до тривалої роботи після перемикання на живлення власних потреб та прилеглому енергорайону в ізолюваному режимі. Мінімальна тривалість роботи в ізолюваному режимі має бути встановлена Оператором системи передачі з урахуванням типу генеруючого обладнання.

8.6.11 Участь у первинному регулюванні є обов'язковою умовою для синхронної роботи енергоблоку в ОЕС України. Розрізняють загальне і нормоване первинне регулювання частоти в ОЕС України. Усі енергоблоки, які працюють синхронно з ОЕС України мають постійно брати участь у загальному або нормованому первинному регулюванні.

А) Загальне первинне регулювання частоти на енергоблоках має здійснюватися з метою збереження енергопостачання споживачів і функціонування електростанцій у разі аварійних відхилень частоти.

Для енергоблоків нормою участі в загальному первинному регулюванні є забезпечення:

– дії первинного регулювання в межах наявного діапазону автоматичного регулювання з настройкою систем регулювання агрегатів відповідно до вимог нормативно-технічного документа з Правил технічної експлуатації станцій і мереж;

– стійкої видачі наявної первинної регулюючої потужності з моменту відхилення частоти від номінальної на $\pm 0,2$ Гц та більше і до входу відхилення частоти в мертву зону загального первинного регулювання $\pm 0,2$ Гц, тобто не менше 15 хв

– динаміка зміни первинної регулюючої потужності генеруючої одиниці загального первинного регулювання визначається їх наявними системами регулювання і має відповідати вимогам нормативно-технічних документів з Правил технічної експлуатації станцій і мереж та Технічних вимог маневреності енергоблоків з конденсаційними турбінами.

Вимоги до загального первинного регулювання на енергоблоках викладені в Кодексі системи передачі.

Б) Нормоване первинне регулювання на енергоблоках має забезпечити стійку видачу необхідного резерву підтримання частоти (РПЧ) з моменту виникнення відхилення частоти і його підтримання аж до повернення частоти до номінального значення в результаті дії вторинного регулювання, тобто протягом 15 хвилин. Задана величина РПЧ має контролюватись і підтримуватись оперативним персоналом енергоблоків, що залучені до нормованого первинного регулювання.

Вимоги до нормованого первинного регулювання на енергоблоках викладені в Кодексі системи передачі.

8.6.12 Для реалізації під час експлуатації можливості протиаварійного управління потужністю турбіни чи режимів переведення енергоблоку на навантаження ВП під впливом протиаварійної автоматики, а також у разі відключення турбогенератора від мережі через зовнішні пошкодження, відповідні системи автоматичного управління й устаткування повинні бути у справному стані.

Теплофікаційні енергоблоки, що працюють з відсіканням ЦНТ або на вмонтованому пучку конденсатора, не повинні залучатися до протиаварійного регулювання частоти в ЕЕС.

8.6.13 Енергоблок повинен бути негайно зупинений дією захистів чи персоналом у випадках:

а) зупину котла моноблока чи обох котлів дубль-блока;

б) відключення турбіни, пов'язаного з її пошкодженнями або небезпечними порушеннями режиму роботи згідно з 8.4.29, крім перелічення у) – недопустимого зниження температури свіжої пари чи пари після промперегріву;

в) відключення турбогенератора чи трансформатора енергоблоку через внутрішнє пошкодження;

г) відключення всіх живильних насосів;

д) утворення наскрізних тріщин чи розриву живильного трубопроводу, паропроводу, корпусу деаератора;

е) зникнення напруги на всіх приладах контролю або на пристроях дистанційного й автоматичного управління енергоблоку;

ж) пожежі, що загрожує обслуговуючому персоналу чи устаткуванню.

Перед виведенням енергоблоків в оперативний стан резерву терміном понад 3 доби чи консервацію повинні бути вжиті заходи для попередження корозії металу зовнішніх поверхонь нагріву котла і внутрішніх поверхонь пароводяного тракту енергоблоку згідно з 8.8.5, чинними НД і експлуатаційними інструкціями.

8.6.14 Технологія зупину енергоблоку в ремонт повинна вибиратися залежно від характеру і мети ремонту.

8.6.15 Зупини енергоблоків у резерв на короткий термін (на нічний час, вихідний день) повинні проводитися без розхолодження устаткування.

8.6.16 Під час зупину енергоблоку в резерв чи консервацію, після вентиляції топки і газоходів котла протягом 10 хв – 15 хв, тягодуттьові машини повинні бути зупинені, усі шиберы на газоповітропроводах, лази і лючки, а також напрямні апарати тягодуттьових машин повинні бути щільно закриті.

Положення шиберів і напрямних апаратів тяго-дутьових машин під час простою енергоблоку в резерві чи консервації залежать від методу підігріву поверхонь нагріву котла і регламентуються інструкцією з експлуатації.

8.6.17 Перед виведенням енергоблоку в резерв чи консервацію терміном понад 30 діб необхідно провести витіснення водню з турбогенератора інертними газами (вуглекислим газом або азотом).

Операції з витіснення водню з турбогенератора і заповнення його воднем проводяться відповідно до 12.1.43.

8.6.18 Під час перебування енергоблоку в стані резерву понад 3 доби повинні бути забезпечені:

- роботоздатний стан основного і допоміжного устаткування, пилосистем, газоочисних установок, ЗВТ, засобів автоматики і управління;
- готовність енергоблоку до пуску і включення в роботу після виведення з резерву чи консервації;
- захист від корозії внутрішніх поверхонь пароводяного тракту енергоблоку, зовнішніх поверхонь нагріву котла, калориферів, газоходів і димової труби.

8.6.19 Температура металу поверхонь нагріву котла під час перебування у резерві чи консервації повинна бути вище від температури точки роси.

Заходи для забезпечення оптимальної, за умовами корозії, температури для кожного котла й енергоблоку в цілому повинні вибиратися з урахуванням конструктивних особливостей устаткування і схеми газоповітряного тракту.

8.6.20 Під час простою енергоблоку у стані резерву допоміжне устаткування і механізми, які забезпечують його робочу здатність, повинні періодично чи постійно знаходитись у роботі. Періодичність включення у роботу устаткування і механізмів, тривалість їхньої роботи повинні відповідати графіку, затвердженому технічним керівником електростанції.

8.6.21 Основне і допоміжне устаткування енергоблоку, що перебуває в резерві чи консервації, повинно бути під контролем оперативного персоналу.

Всі операції, що проводяться на устаткуванні енергоблоку, повинні фіксуватися в оперативному журналі.

8.6.22 У зимовий період на основному та допоміжному обладнанні енергоблоку, що перебуває або в резерві, або консервації, або ремонті, повинен бути встановлений нагляд за температурою повітря в найбільш холодних місцях, біля ділянок, що не дрениються та забезпечені заходи відповідно до 8.3.44.

8.6.23 Технологія і графіки-завдання пуску енергоблоку повинні бути вибрані залежно від початкового теплового стану. Для енергоблоків із прямотоківими котлами пуск із стану гарячого резерву (простій до 1 год) за збереження параметрів пари, близьких до номінальних, допускається у разі суворого дотримання додаткових умов і заходів. Для кожного енергоблоку технологія, графіки-завдання, додаткові умови і заходи повинні бути обумовлені в інструкціях з експлуатації.

8.6.24 Пуск енергоблоку з резерву чи консервації після перевірки його готовності проводиться згідно з графіком-завданням пуску з холодного стану, якщо не передбачені додаткові вимоги.

8.6.25 Устаткування, технологічні і електричні схеми, арматура, теплова ізоляція, розпалювальне і водне господарство енергоблоків і електростанції (енерго-об'єкта) повинні бути в стані, що дає змогу забезпечити одночасний пуск не менше ніж двох енергоблоків після простою будь-якої тривалості (окрім пуску ТЕС з «0»).

8.6.26 Пуск енергоблоку забороняється у випадках:

а) наявності умов, які забороняють пуск основного устаткування відповідно до цих Правил;

б) несправності будь-якого з технологічних захистів, що діють на зупин устаткування енергоблоку;

в) несправності пристроїв дистанційного управління оперативними регулювальними органами, а також арматурою, що використовується під час ліквідації аварійних ситуацій;

г) неготовності до включення БЗУ;

д) неготовності протипожежних засобів;

е) пошкодження опор і пружинних підвісок трубопроводів свіжої пари, холодного і гарячого промперегріву, живильної води і двофазного середовища.

8.6.27 Пуском і зупином енергоблоку повинен керувати начальник зміни цеху або старший машиніст, а пуском після середнього чи капітального ремонту або тривалого простою (понад 30 діб) – начальник котлотурбінного цеху (начальник енергоблоку) або його заступник.

8.6.28 Зміни проектних пускових схем на діючих енергоблоках допускаються:

– для цільових випробувань нових схемних рішень і режимів пуску, погоджених із виробниками устаткування;

– при модернізації пускових схем з метою їхнього наближення до типової пускової схеми чи для підвищення надійності і поліпшення експлуатаційних якостей.

Обсяг і порядок модернізації і зміни пускових схем енергоблоків повинні бути погоджені з Мінпаливенерго України.

8.6.29 Перед введенням енергоблоку у роботу після перебування в тривалому (понад більше 30 діб) резерві чи консервації повинні бути проведені операції з перевірки працездатності основного і допоміжного устаткування, механізмів і пристроїв:

– опресування і гідравлічні випробування котла;

– перевірка (настроювання) запобіжних клапанів;

– водяне промивання відповідно до вимог інструкції з пуску котла;

– перевірка і прокрутка (опробування) усього допоміжного устаткування і механізмів;

– перевірка готовності і працездатності системи пилоприготування, засобів очищення поверхонь нагріву, систем гідро-золотужелевідведення, золоочисних золотловлюючих установок, дистанційного управління устаткуванням і механізмами, ЗВТ, автоматики і захистів;

– витіснення з турбогенератора повітря інертними газами (вуглекислотою чи азотом) і заповнення воднем.

Перед введенням енергоблоку в роботу після перебування в нетривалому резерві (до 30 діб) операції з перевірки працездатності основного і допоміжного устаткування, механізмів і пристроїв проводяться за переліком, затвердженим технічним керівником електростанції.

8.6.30 Якщо протягом тривалого часу ЗВТ були у неробочому стані, то перед пуском енергоблоку необхідно:

- ретельно оглянути ЗВТ з метою виявлення й усунення наслідків корозії (іржі) тощо, якщо це необхідно, – просушити. Огляд ЗВТ рекомендується проводити не рідше ніж один раз на 3 місяці;
- перевірити працездатність;
- провести, у разі необхідності, технічне і метрологічне обслуговування відповідно до вимог технічної документації виробників.

Забезпечити в місцях установки ЗВТ температуру повітря від 1° С до 40° С і відносну вологість не більше ніж 80 %.

8.6.31 У теплофікаційних енергоблоках, оснащених блоковими знесолювальними установками (БЗУ), конденсат гріючої пари мережних підігрівників повинен напрямлятися через БЗУ тільки у випадках порушення щільності трубної системи цих підігрівників.

8.6.32 На всіх енергоблоках підлягає знепаренню система проміжного перегріву пари, а на енергоблоках із прямотоковими котлами також і пароперегрівний тракт за вмонтованою засувкою (ВЗ). На барабанних котлах і прямотокових котлах з повнопрохідним сепаратором повинні бути реалізовані технологічні прийоми, що виключають викид сконденсованої пари з пароперегрівних поверхонь нагріву в гарячі парозбірні колектори.

ГЛАВА 8.7 ЕНЕРГОБЛОКИ АЕС

8.7.1 На поточний час енергоблоки АЕС працюють в базовому режимі.

Допустима швидкість зміни потужності визначається попереднім станом РУ і регламентується технологічним регламентом безпечної експлуатації.

Точність підтримання поточної потужності повинна знаходитись в межах $\pm 2\%$ від номінального значення».

8.7.2 Під час експлуатації енергоблока повинні забезпечуватися:

- а) надійна і безпечна робота всього устаткування і систем;
- б) виконання графіка навантаження;
- в) оптимальне використання палива.

8.7.3 До початку проведення пусконаладжувальних робіт на енергоблоці адміністрація АЕС повинна мати затверджений і погоджений Держатомрегулювання технологічний регламент безпечної експлуатації енергоблока, який повинен бути розроблений на основі проекту АС, ЗАБ та технічної документації на обладнання.

У технологічному регламенті повинні міститися вимоги й основні прийоми безпечної експлуатації енергоблока, загальний порядок операції пов'язаний з безпекою, а також межі й умови безпечної експлуатації РУ.

8.7.4 Експлуатація енергоблока повинна бути організована відповідно до технологічного регламенту безпечної експлуатації енергоблоку, інструкцій з експлуатації основного устаткування (РУ, турбіни, турбогенератора), інструкцій з експлуатації систем та іншого устаткування енергоблока, розроблених і затверджених адміністрацією АЕС на підставі технологічного регламенту, документації розробників устаткування і проектних організацій, інструкцій і технічних умов на постачання устаткування виробників, відкоректованих за результатами введення енергоблока в експлуатацію.

Інструкції з експлуатації повинні містити:

- поопераційні вказівки щодо пуску, ведення режимів і зупину;
 - графіки-завдання зміни основних показників режимів пусків і зупинів (параметрів пари, навантаження РУ перед пуском (поштовхом) і перед зупиною турбіни, частоти обертання турбіни, величини і швидкості навантаження енергоблоку, ступенів витримки на потужності тощо) із вказівкою тривалості проведення основних операцій;
 - вказівки про стан, умови та порядок вводу(виводу) елементів технологічного захисту та вмикання (вимикання) автоматичного регулювання;
 - критерії надійності устаткування;
 - обсяг контролювання теплового і механічного стану устаткування для ведення режимів роботи;
 - дані про мінімальний склад використовуваних під час пуску автоматичних регуляторів;
 - вказівки про недопущення відкриття арматури пускових схем, не призначеної для використання в умовах нормальної експлуатації.
- Технологія і графіки-завдання пуску енергоблоку повинні бути вибрані з урахуванням вихідного теплового стану турбіни.

8.7.5 Технічне опосвідчування устаткування і трубопроводів енергоблоку повинно проводитися в терміни, установлені ПНАЭ Г-7-008-89.

8.7.6 Під час експлуатації енергоблоку повинні дотримуватися умови і вимоги Правил, вимоги виробників стосовно конкретного складу устаткування енергоблоку.

8.7.7 Пуск енергоблоку забороняється у випадках:

- а) наявності умов, за яких забороняється пуск основного і допоміжного устаткування;
- б) несправності будь-якого з технологічних захистів, що діють на зупин устаткування енергоблоку;
- в) несправності пристроїв дистанційного управління оперативними регулювальними органами, а також арматурою, яка використовується під час ліквідації аварійних ситуацій;
- г) неготовності до включення БЗУ;
- д) неготовності протипожежних засобів;
- е) пошкодження опор і пружинних підвісок трубопроводів свіжої пари, живильної води і двофазного середовища.

8.7.8 Трубопроводи свіжої пари наново введеного в експлуатацію енергоблоку після монтажу повинні бути очищені від механічних забруднень до завантаження активної зони ЯП шляхом проведення їхньої продувки від парогенераторів до стопорно-регулювальних клапанів за затвердженою експлуатуючою організацією АЕС програмою.

8.7.9 Керівництво пуском енергоблоку повинно здійснюватися відповідно до інструкцій з експлуатації основного устаткування і вимог 10.2.10.

8.7.10 Під час експлуатації енергоблоку всі резервні агрегати і системи повинні бути в стані готовності до роботи і, якщо це передбачено проектом, – до автоматичного увімкнення. Порядок і умови виведення устаткування і систем з резерву повинні визначатися інструкціями з експлуатації.

8.7.11 Перехід із працюючого на резервне устаткування повинен здійснюватися періодично за графіками, затвердженими технічним керівником АЕС.

Перевірки захистів і блокування устаткування, які не можуть бути проведені на енергоблоці в робочому режимі, повинні передбачатися графіками в періоди зупину енергоблоку. Як правило, перевірка захистів і блокування повинна здійснюватися видачею імпульсу на їхнє спрацювання з повною роботою всього кола, у тому числі включення устаткування, відкриття арматури тощо.

8.7.12 Для реалізації під час експлуатації можливості протиаварійного управління потужністю турбіни чи режимів переведення енергоблоку на навантаження ВП під впливом протиаварійної автоматики, а також у разі відключення турбогенератора від мережі через зовнішні пошкодження відповідні системи автоматичного управління й устаткування повинні бути в справному стані.

8.7.13 Технологія зупину енергоблоку для ремонту повинна вибиратися залежно від характеру і мети ремонту.

ГЛАВА 8.8 ВОДОПІДГОТОВКА ТА ВОДНО-ХІМІЧНИЙ РЕЖИМ

ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

8.8.1 Режим експлуатації водопідготовчих установок та водно-хімічний режим повинні забезпечити роботу ТЕС, АЕС, ДТ і теплових мереж без пошкоджень і зниження економічності роботи устаткування, зумовлених корозією внутрішніх поверхонь водопідготовчого, теплоенергетичного та мережного устаткування, без утворення накипу і відкладень на теплообмінних поверхнях, відкладень у протічній частині турбін, шламу в устаткуванні та трубопроводах.

8.8.2 Організацію і контроль водно-хімічного режиму роботи устаткування повинен проводити персонал хімічного цеху (лабораторії або відповідного підрозділу) ТЕС, АЕС, ДТ і підприємств, які експлуатують теплові мережі.

Водно-хімічний режим на АЕС має бути організований таким чином, щоб забезпечувалась цілісність захисних бар'єрів (оболонки тепловиділяючих елементів і меж контура теплоносія) і дотримувалися вимоги радіаційної безпеки.

На ТЕС організація та обсяг хімічного контролю водно-хімічного режиму та його АСК ТП має здійснюватись згідно СОУ-Н ЕЕ 37.306:2007, обсяг технологічних вимірювань, сигналізації та автоматичного регулювання відповідно ГКД 34.35.105.

Включення в роботу та відключення будь-якого устаткування, що може погіршити якість води та пари, повинно бути узгоджене з хімічним цехом (лабораторією чи відповідним підрозділом).

Внутрішні огляди устаткування, відбирання проб відкладень, вирізки зразків труб, складання актів огляду, а також розслідування технологічних порушень та неполадок, пов'язаних із водно-хімічним режимом, повинен виконувати персонал відповідного технологічного цеху за участю персоналу хімічного цеху (лабораторії чи відповідного підрозділу).

Будь-які зміни проектних схем та конструкцій устаткування, що можуть впливати на роботу водопідготовчих установок та установок для очищення конденсатів, а також на водно-хімічний режим ТЕС, АЕС, ДТ, теплових мереж повинні узгоджуватись з хімічною службою енергокомпанії.

8.8.3 Застосування нових методів водопідготовки та водно-хімічних режимів повинно узгоджуватись з Мінпаливенерго України, а для АЕС – з органами державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки.

ВОДОПІДГОТОВКА І КОРЕКЦІЙНА ОБРОБКА ВОДИ

8.8.4 Водопідготовчі установки повинні забезпечувати компенсацію втрат пари і води добавочною водою, встановлених норм якості, як в пускових і стаціонарних режимах, так і в режимах порушення нормальної роботи устаткування ТЕС, АЕС ДТ, теплових мереж.

8.8.5 Водопідготовчі установки з усім допоміжним устаткуванням, а також склади реагентів, повинні бути змонтовані та здані для пускового налагодження за 2 місяці до початку передпускового очищення теплоенергетичного устаткування.

Установки для очищення конденсату турбін та забруднених конденсатів, а також установки корекційної обробки води повинні бути змонтовані та здані для пускового налагодження за 2 місяці до пуску енергоблоку (котла, РУ) та включені в роботу під час його пуску.

Загальностанційні баки запасу знесоленої води і конденсату повинні бути змонтовані з нанесенням на них антикорозійного покриття до початку передпускового очищення устаткування першого енергоблоку (котла, РУ) електростанції.

На АЕС готовність установок очищення додаткової води, забруднених і стічних вод з допоміжним устаткуванням, очищення конденсату турбін, забруднених конденсатів, продувної води, радіоактивних вод, корекційної обробки води, готовність загальностанційних баків знесоленої води та конденсату до відповідних етапів (підетапів) введення енергоблоку в експлуатацію визначається програмою введення енергоблоку АЕС в експлуатацію.

8.8.6 Пристрої механізації та автоматизації технологічних процесів водопідготовки, очищення конденсату, а також корекційної обробки води та прилади автоматичного хімічного контролю повинні бути включені в роботу під час пуску відповідних установок та агрегатів.

8.8.7 Експлуатація устаткування, трубопроводів та арматури установок водопідготовки та очистки конденсату, а також будівельних конструкцій, поверхні яких контактують з корозійно-активним середовищем, допускається за умов наявності на цих поверхнях антикорозійного покриття, або у разі виготовлення їх з корозійностійких матеріалів.

Устаткування і трубопроводи установок для обробки радіоактивних вод АЕС повинні виготовлятися з матеріалів, стійких до дії корозійно-активного середовища, радіоактивних забруднень та матеріалів, які придатні для їхньої дезактивації. Арматура, імпульсні лінії та давачі ЗВТ і автоматики, які використовуються в таких установках, повинні виготовлятися з нержавіючої сталі.

8.8.8 Капітальний ремонт устаткування водопідготовчих установок, установок для очищення конденсатів та корекційної обробки води повинен проводитись з періодичністю, затвердженою технічним керівником енергооб'єкта, але не рідше ніж один раз на 10 років. Вимірювання рівня фільтрувальних матеріалів – не рідше ніж один раз на рік. Довантаження фільтрувальних матеріалів проводити згідно з встановленими нормами.

8.8.9 На енергоблоках надкритичного тиску дозволяється застосування таких водно-хімічних режимів: гідразинно-аміачного, нейтрально-кисневого, киснево-аміачного, гідразинного у разі дотримання умов, передбачених НД.

8.8.10 На котлах з природною циркуляцією повинно проводитись фосфатування котлової води шляхом дозування фосфатного розчину в барабан котла. За необхідністю повинно коректуватися значення рН котлової води розчином їдкого натру. На котлах тиском від 40 кгс/см² до 100 кгс/см² (від 4 МПа до 10 МПа) дозволяється застосування трилонної обробки котлової води замість фосфатування.

8.8.11 На котлах тиском 70 кгс/см^2 (7 МПа) та вище обробка конденсату або живильної води повинна проводитись лише гідразином, окрім котлів з кисневим водно-хімічним режимом та котлів з відпуском пари на підприємства харчового, мікробіологічного, фармацевтичного виробництва, де чинна заборона санітарних органів на присутність гідразину в парі.

8.8.12 На котлах тиском до 70 кгс/см^2 (7 МПа) за необхідності глибокого вилучення кисню з живильної води в доповнення до термічної деаерації можна проводити обробку живильної води сульфатом натрію або гідразином.

8.8.13 Необхідні значення рН живильної води повинні підтримуватися введенням аміаку.

8.8.14 На енергоблоках АЕС з водоводяними енергетичними реакторами (ВВЕР) повинна проводитися обробка живильної води парогенераторів і конденсату турбін аміаком, гідразином, морфоліном або іншими аміновмісними реагентами, застосування яких узгоджене в установленому порядку.

У випадку зниження рН продувної води парогенераторів нижче від нормованої величини допускається дозування в живильну воду гідроксиду літію або іншого реагента, узгодженого з органами державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки.

ХІМІЧНИЙ КОНТРОЛЬ

8.8.15 Хімічний контроль повинен забезпечувати:

– своєчасне виявлення порушень режимів роботи водопідготовчого, тепло-технічного та тепломережного устаткування, які призводять до корозії, утворення накипу та відкладень;

– визначення з необхідною точністю та періодичністю всіх нормованих проектом та НД показників якості технологічних середовищ ТЕС, АЕС та інших теплоенергетичних підприємств;

– визначення якості або складу води, пари, конденсату, відкладень, реагентів, консервуючих та промивних розчинів, палива, жужелі, золи, газів, олив та стічних вод;

– перевірку загазованості виробничих приміщень, баків, колодязів, каналів та інших об'єктів;

– визначення складу, кількості шкідливих викидів ТЕС, АЕС, ДТ в атмосферу;

– контроль за станом устаткування, яке перебуває у тривалому резерві та консервації.

8.8.16 Експлуатація електростанції може бути дозволена тільки після оснащення експрес-лабораторії та центральної лабораторії пристроями та приладами для проведення в повному обсязі вказаного вище хімічного контролю.

8.8.17 Усі турбіни тиском свіжої пари від 90 кгс/см^2 до 240 кгс/см^2 (від 9 МПа до 24 МПа) повинні бути оснащені автоматичним хімічним контролем за якістю свіжої пари перед турбіною щодо вмісту натрію, значення рН і електропровідності.

8.8.18 На усіх контрольованих ділянках пароводяного тракту повинні бути встановлені пробовідбірники води та пари з холодильниками для охолодження проб до 20°C – 40°C . Усі лінії відбору проб і поверхні охолодження холодильників повинні виготовлятися з нержавіючої сталі.

На ТЕС з енергоблоками потужністю 200 МВт і більше та на ТЕЦ з агрегатами потужністю 50 МВт і більше лінії відбору проб повинні виводитись у спеціальне приміщення, яке має вентиляцію і примикає до експрес-лабораторії.

На АЕС чисті й забруднені проби виводяться в окремі ізольовані приміщення.

8.8.19 В доповнення до внутрішнього огляду устаткування повинен бути організований контроль стану внутрішніх поверхонь устаткування за вирізаними зразками труб, взятими пробами відкладень, випробуванням зразків-індикаторів корозії.

Місця та періодичність вирізок зразків труб повинні визначатися відповідно до чинних НД.

На підставі внутрішнього огляду устаткування та оцінки кількості і хімічного складу відкладень повинен бути складений акт про стан внутрішньої поверхні устаткування, про необхідність проведення експлуатаційного хімічного очищення або вживання інших заходів для попередження корозії та утворення відкладень.

НОРМИ ЯКОСТІ ПАРИ ТА ВОДИ

8.8.20 Якість пари прямотокових котлів повинна відповідати нормам*:

- натрій, не більше ніж.....5 мкг/дм³;
- кремнієва кислота, не більше ніж.....15 мкг/дм³;
- питома електропровідність, не більше ніж.....0,3 мкСм/см;
- значення рН, не менше ніж.....7,5.

Для нейтрально-кисневого водно-хімічного режиму допускається значення рН не менше ніж 6,5.

8.8.21 Якість живильної води прямотокових котлів повинна відповідати нормам:

- загальна твердість, не більше ніж.....0,2 мкг-екв/дм³;
- натрій, не більше ніж.....5 мкг/дм³;
- кремнієва кислота, не більше ніж.....15 мкг/дм³;
- залізо, не більше ніж.....10 мкг/дм³;
- розчинений кисень у кисневих режимах.....100-200 мкг/дм³;
- питома електропровідність, не більше ніж.....0,2 мкСм/см;
- мідь у воді перед деаератором, не більше ніж.....5мкг/дм³ **;
- розчинений кисень у воді після деаератора
(у разі відсутності кисневих режимів), не більше ніж.....10 мкг/дм³;
- водневий показник рН у режимах:
- гідразинно-аміачному.....9,1 ± 0,1;
- гідразинному.....7,7 ± 0,2;
- киснево-аміачному.....8,5 ± 0,2;
- нейтрально-кисневому.....7,0 ± 0,5;
- гідразин, мкг/дм³ у режимах:
- гідразинно-аміачному.....20-60;
- гідразинному.....80-100;
- під час пуску та зупину.....до 3000;
- вміст нафтопродуктів у конденсаті
(до конденсатоочистки), не більше ніж.....0,1 мг/дм³.

Для нейтрально-кисневого водно-хімічного режиму вміст вільної вуглекислоти не допускається.

Примітка. * Норми якості пари та води тут та нижче за вмістом натрію, заліза, міді і аміаку відображають сумарну кількість відповідно Na, Fe, Cu, NH₃, які входять до складу різних сполук, за вмістом кремнієвої кислоти в перерахунку на SiO₂ фосфатів – у перерахунку на PO₄³⁻; питома електропровідність приведена для Н-катионованої проби або дегазованої проби в перерахунку на температуру 25° С, водневий показник рН – також в перерахунку на температуру 25° С.

** У разі оснащення у кондесатно-живильному тракті всіх теплообмінників трубками з нержавіючої сталі або іншими корозійно-стійкими матеріалами – не більше ніж 2 мкг/дм³.

8.8.22 На ТЕС з прямотоковими котлами тиском пари 140 кгс/см² (14 МПа), де проектом не було передбачене очищення всього конденсату, що виводиться

з конденсатозбірника турбіни, допускається вміст натрію у живильній воді та парі у разі роботи котлів не більше ніж 10 мкг/дм^3 , загальна твердість живильної води повинна бути не більше ніж $0,5 \text{ мкг-екв/дм}^3$, а вміст у ній заліза – до 20 мкг/дм^3 .

Для прямотокових котлів тиском 100 кгс/см^2 (10 МПа) і менше норми якості живильної води, пари та конденсату турбін під час роботи котлів повинні бути встановлені енергокомпанією або спеціалізованою організацією на основі досвіду експлуатації.

8.8.23 Якість теплоносія першого і другого контура енергоблоків АЕС з ВВЕР повинна відповідати вимогам чинних галузевих НД, які регламентують технічні вимоги до якості і способи її забезпечення.

8.8.24 Під час пуску енергоблоку з прямотоковим котлом технологія вилучення забруднень з пароводяного тракту повинна відповідати чинним НД залежно від тривалості попереднього простоювання енергоблоку, а також з урахуванням тривалості попередньої робочої кампанії та обсягу ремонтних робіт на поверхнях нагріву котла.

Технологія вилучення забруднень з пароводяного тракту під час пуску прямотокового котла тиском 100 кгс/см^2 (10 МПа) та менше повинна бути встановлена енергокомпанією або спеціалізованою організацією на основі досвіду експлуатації.

8.8.25 Під час пуску енергоблоку з прямотоковим котлом після доведення навантаження до заданого диспетчерським графіком або під час підключення другого котла дубль-блока протягом перших двох діб допускається перевищення не більше ніж на 50 % питомої електропровідності пари, а також вмісту в ній натрію та кремнієвої кислоти, а у живильній воді - питомої електропровідності, загальної твердості, вмісту натрію, кремнієвої кислоти, заліза і міді. У цьому випадку у першу добу вміст заліза і кремнієвої кислоти допускається до 50 мкг/дм^3 кожного з цих складників.

Під час пуску енергоблоку з прямотоковим котлом після капітального, середнього ремонту і консервації перевищення норм не більше ніж на 50 % допускається протягом 4 діб. У цьому випадку протягом першої доби вміст заліза і кремнієвої кислоти допускається до 100 мкг/дм^3 кожного із цих складників.

8.8.26 Середня з усіх точок відбору якість насиченої пари котлів з природною циркуляцією, а також якість перегрітої пари після усіх пристроїв для регулювання її температури повинна відповідати нормам, наведеним у таблиці 8.10.

Таблиця 8.10 – Нормативні значення вмісту натрію в парі котлів

Найменування параметра	Значення		
Номінальний тиск пари за котлом, кгс/см^2 (МПа)	40(4)	100(10)	140(14)
Вміст натрію, мкг/дм^3 , не більше ніж:			
для ТЕС конденсаційних	60	15	5
для ТЕЦ	100	25	5
для інших джерел теплопостачання	не нормується		

Вміст кремнієвої кислоти для котлів тиском 70 кгс/см^2 (7 МПа) та вище на конденсаційних ТЕС повинен бути не більше ніж 15 мкг/дм^3 , на ТЕЦ – до 25 мкг/дм^3 . Значення рН для котлів усіх тисків повинно бути не менше ніж 7,5.

Питома електропровідність повинна бути:

– для котлів тиском 100 кгс/см^2 (10 МПа) не більше ніж $0,5 \text{ мкСм/см}$ для дегазованої Н-катионованої проби або $1,5 \text{ мкСм/см}$ для Н-катионованої;

– для котлів тиском 140 кгс/см^2 (14 МПа) не більше ніж $0,3 \text{ мкСм/см}$ для дегазованої Н-катионованої проби або $1,0 \text{ мкСм/см}$ для Н-катионованої.

8.8.27 Якість живильної води котлів з природною циркуляцією повинна відповідати нормам, наведеним у таблиці 8.11.

Вміст натрію в живильній воді для котлів тиском 140 кгс/см² (14 МПа) повинен бути не більше ніж 50 мкг/дм³. На ТЕЦ, у разі потреби, допускається коректування норм вмісту натрію в живильній воді за результатами тепловісних випробувань, виконаних спеціалізованою організацією, якщо на ТЕЦ не встановленні газощільні або інші котли з підвищеними локальними тепловими навантаженнями екранів, а також якщо регулювання температури перегріву пари здійснюється впорскненням власного конденсату.

Таблиця 8.11 – Нормативні значення якості живильної води котлів з природною циркуляцією

Найменування параметра	Значення		
	40 (4)	100 (10)	140 (14)
Номінальний тиск пари за котлом, кгс/см ² (МПа)	40 (4)	100 (10)	140 (14)
Загальна твердість, мкг-екв/дм ³ , не більше ніж, для котлів:			
на рідкому паливі	5	1	1
на інших видах палива	10	3	1
Вміст заліза, мкг/дм ³ , не більше ніж, для котлів:			
на рідкому паливі	50	20	20
на інших видах палива	100	30	20
Вміст міді у воді перед деаератором, мкг/дм ³ , не більше ніж, для котлів:			
на рідкому паливі	10	5	5
на інших видах палива	не нормується	5	5
Вміст розчиненого кисню у воді після деаератора, мкг/дм ³ , не більше ніж	20	10	10
Вміст нафтопродуктів, мг/дм ³ , не більше ніж	0,5	0,3	0,3
Значення рН*	8,5 – 9,5	9,1 ± 0,1	9,1 ± 0,1
Номінальний тиск пари за котлом, кгс/см ² (МПа)	70 – 100	(7,0 – 10,0)	140 (14,0)
Вміст кремнієвої кислоти, мкг/дм ³ не більше ніж:			
для ТЕС та опалювальних ТЕЦ	80		30
для ТЕЦ з виробничим відбором пари	Встановлюється тепловісними випробуваннями		60
* У разі поповнення втрат пари та конденсату хімічно очищеною водою допускається підвищення рН до 10,5.			

Питома електропровідність Н-катионованої проби живильної води для котлів тиском 140 кгс/см² (14 МПа) повинна бути не більше ніж 1,5 мкСм/см.

Допускається з дозволу енергокомпанії відповідне коректування норми питомої електропровідності у випадку коректування норми вмісту натрію у живильній воді.

Вміст гідразину (у разі оброблення води гідрaziном) повинен становити від 20 мкг/дм³ до 60 мкг/дм³; у період пуску та зупину котла допускається вміст гідразину до 3000 мкг/дм³.

Вміст аміаку (вільного та в сполуках) повинен бути не більше ніж 1000 мкг/дм³; в окремих випадках з дозволу енергокомпанії допускається збільшення вмісту аміаку до величини, що забезпечує дотримання необхідного значення рН пари, але яке не призводить до перевищення норм вмісту в живильній воді міді.

Вміст вільного сульфїту (у разі сульфїтування) повинен бути не більше ніж 2 мг/дм³.

Сумарний вміст нітратів і нітритів для котлів тиском 140 кгс/см² (14 МПа) повинен бути не більше ніж 20 мкг/дм³; для котлів тиском 100 кгс/см² (10 МПа) і менше допустимий вміст нітратів і нітритів повинен бути встановлений енергокомпанією на підставі набутого досвіду експлуатації з метою забезпечення безаварійної та економічної роботи устаткування, у цьому випадку для котлів тиском 70 кгс/см² (7 МПа) і менше вміст нітратів не нормується.

8.8.28 Якість живильної води і пари котлів з природною циркуляцією тиском до 40 кгс/см² (4 МПа) повинна відповідати ГОСТ 20995. Для електростанцій та ДТ, на яких встановлені котли з тиском пари, що відрізняється від стандартизованих значень, норми якості пари та живильної води повинні бути скоректовані енергокомпанією.

8.8.29 Норми якості котлової води, режими неперервного та періодичного продування повинні бути встановлені на підставі теплотехнічних випробувань, проведених спеціалізованою організацією, з врахуванням вимог інструкцій виробника котла та типових інструкцій з ведення водно-хімічного режиму. Теплотехнічні випробування котлів повинні проводитись також після модернізації і капітальних ремонтів.

8.8.30 Якість котлової води котлів з природною циркуляцією повинна задовольняти норми, наведені в таблиці 8.12.

Допускається коректування норм якості котлової води на ТЕЦ за результатами теплотехнічних випробувань.

Таблиця 8.12 – Нормативні значення якості котлової води котлів з природною циркуляцією

Найменування параметра	Значення					
	40 (4)		100(10)		140 (14)	
Номинальний тиск пари за котлом, кгс/см ² (МПа)	чистий відсік	солювий відсік	чистий відсік	солювий відсік	чистий відсік	солювий відсік
Значення рН	≥ 9,3	≤ 11,8	≥ 9,3	≤ 11,2	9,0 – 9,5	≤ 10,5
Відносна лужність, %	≤ 20* ≤ 50**		≤ 50		≤ 30	
Співвідношення лужності	$L_{\text{фф}} \geq 0,5 \cdot L_{\text{заг}}$		$L_{\text{фф}} \geq 0,5 \cdot L_{\text{заг}}$		$L_{\text{фф}} = (0,2 - 0,5) \cdot L_{\text{заг}}$	$L_{\text{фф}} = (0,5 - 0,7) \cdot L_{\text{заг}}$
Вміст фосфатів, мг/дм ³	2 – 6		2 – 6	≤ 30	0,5 – 2,0	≤ 12
* Для котлів з барабанами, які мають клепані з'єднання. ** Для котлів зі зварними барабанами і кріпленнями труб вальцюванням.						

8.8.31 Під час пуску енергоблоку з котлом з природною циркуляцією тиском 140 кгс/см^2 (14 МПа) до моменту досягнення тиску в барабані котла 90 кгс/см^2 (9 МПа) допускається перевищення експлуатаційних норм щодо твердості і кремнієвої кислоти не більше ніж на 100 %.

У перші 3 доби з моменту досягнення номінальних параметрів перевищення експлуатаційних норм щодо заліза, міді, кремнієвої кислоти, загальної твердості допускається не більше ніж на 50 %.

Під час пуску енергоблоку з барабанним котлом після капітального, середнього ремонту і консервації перевищення норм не більше ніж на 50 % допускається протягом 4 діб.

8.8.32 Під час неперервного продування котла витрата продувної води повинна вимірюватися витратоміром і підтримуватися у таких межах:

– для усталеного режиму і поповнення втрат знесолоною водою або дистиллятом випарників – не більше ніж 1 % і не менше ніж 0,5 % продуктивності котла, а коли поповнюються втрати хімічно-очищеною водою – не більше ніж 3 % і не менше ніж 0,5 %; у разі пуску котла після монтажу, ремонту або простоювання в резерві допускається збільшення продування до 2% – 5%; тривалість роботи котла із збільшеним продуванням повинна бути встановлена хімічним цехом (лабораторією або відповідним підрозділом);

– у разі високої мінералізації вхідної води, великому неповертанні конденсату від споживачів допускається збільшення розмірів продування до 5 %.

Періодичні продування котлів з нижніх точок повинні проводитися під час кожного пуску та зупину котла, а також під час роботи котла за графіком, розробленим електростанцією чи службами енергокомпанії з урахуванням місцевих умов.

8.8.33 Для енергоблоків АЕС у разі роботи в стаціонарному режимі і дотриманні норм якості середовища другого контуру витрата безперервної продувки кожного парогенератора повинна складати не менше 0,5 % паропроductивності парогенератора. Розподіл витрати продування за окремими продувними лініями повинен здійснюватися відповідно до інструкції з експлуатації парогенератора та рекомендацій конструктора парогенератора.

Періодичне продування кожного парогенератора в стаціонарному режимі і у разі дотримання норм якості робочого середовища проводиться з витратою не менше від 1 % паропроductивності парогенератора з періодичністю не рідше ніж один раз на добу і тривалістю не менше ніж 1 год для кожного парогенератора.

Продування в разі порушення норм або тенденції до порушення норм проводиться згідно з експлуатаційними інструкціями з максимально можливою витратою до усунення порушення.

8.8.34 Режим продування котлів промислових та опалювальних котелень підтримується згідно з інструкціями виробників з урахуванням місцевих умов експлуатації.

8.8.35 Якість води, яка використовується для впоркнення під час регулювання температури перегрітої пари, повинна бути такою, щоб якість перегрітої пари відповідала нормам.

8.8.36 У випадку погіршення якості пари прямотокових котлів тиском 255 кгс/см^2 (25 МПа):

– причина збільшення питомої електропровідності до $0,5 \text{ мкСм/см}$, вмісту сполук натрію до 10 мкг/дм^3 повинна бути усунена не пізніше ніж за 72 год;

– причина збільшення питомої електропровідності від $0,5 \text{ мкСм/см}$ до $1,0 \text{ мкСм/см}$, вмісту натрію від 10 мкг/дм^3 до 15 мкг/дм^3 повинна бути усунена не пізніше ніж за 24 год;

– якщо вказані порушення неможливо усунути протягом відповідно 72 год та 24 год, а також у разі збільшення питомої електропровідності понад 1,0 мкСм/см, вмісту натрію понад 15 мкг/дм³ або зниженні рН нижче від 5,5 турбіна повинна бути зупинена протягом 24 год за рішенням технічного керівника електростанції з повідомленням диспетчера енергосистеми.

8.8.37 У випадку погіршення якості пари котлів з природною циркуляцією:

– причина перевищення норм натрію, кремнієвої кислоти, питомої електропровідності не більше ніж у два рази повинна бути усунена за 72 год;

– причина перевищення норм вмісту натрію, кремнієвої кислоти, питомої електропровідності від двох до чотирьох разів повинна бути усунена за 24 год;

– якщо вищевказані порушення неможливо усунути відповідно за 72 год та 24 год, а також у разі перевищення норм вмісту натрію, кремнієвої кислоти і питомої електропровідності більше ніж у чотири рази або зниженні рН нижче від 5,5 турбіна на блочних електростанціях або котел на електростанціях з поперечними зв'язками повинні бути зупинені протягом 24 год за рішенням технічного керівника електростанції з повідомленням диспетчера енергосистеми.

8.8.38 У випадку погіршення якості живильної води котлів з природною циркуляцією:

– причина перевищення норм загальної твердості, кремнієвої кислоти, натрію не більше ніж у два рази повинна бути усунена за 72 год;

– причина перевищення норм загальної твердості від двох до п'яти разів, кремнієвої кислоти, натрію більше ніж у два рази повинна бути усунена за 24 год;

– якщо неможливо усунути вказані порушення відповідно за 72 год та 24 год, а також при перевищенні норм загальної твердості більше ніж у п'ять разів, котел повинен бути зупинений протягом 4 год за рішенням технічного керівника електростанції з повідомленням диспетчера енергосистеми.

До усунення причин порушення якості живильної води збільшуються безперервне і періодичне продування та частота контролю якості пари, а у разі перевищення норм вмісту загальної твердості і проводиться посилене фосфатування котлової води. У цьому випадку для котлів 140 кгс/см² (14 МПа) допускається збільшення надлишку фосфатів до 12 мг/дм³.

У випадку зниження у котловій воді значення рН нижче ніж 7,5 та неможливості підвищення його шляхом дозування їдкого натру або усунення причин порушення, котел повинен бути негайно зупинений.

8.8.39 Якість конденсату турбін після конденсатних насосів першого ступеня електростанцій з прямотоківими котлами тиском від 140 кгс/см² до 255 кгс/см² (від 14 МПа до 25 МПа) повинна відповідати нормам і не перевищувати:

– 0,5 мкг-екв/дм³ для загальної твердості; у випадку очищення 100 % конденсату, який відводиться з конденсатозбірника турбіни, допускається тимчасове підвищення вказаної норми на термін до 4 діб за умови дотримання норм якості живильної води;

– 0,5 мкСм/см для питомої електропровідності;

– вміст розчиненого кисню після конденсатних насосів 20 мкг/дм³; для теплофікаційних енергоблоків, які працюють на кисневому водно-хімічному режимі, – 50 мкг/дм³.

8.8.40 Якість конденсату турбін енергооб'єктів з котлами з природною циркуляцією, повинна відповідати нормам, наведеним у таблиці 8.13.

Таблиця 8.13 – Нормативні значення загальної твердості конденсату турбін енергооб'єктів з котлами з природною циркуляцією.

Найменування параметра	Значення		
Номінальний тиск після котла, кгс/см ² (МПа)	40(4)	100 (10)	140 (14)
Загальна твердість, мкг-екв/дм ³ , не більше ніж, для котлів:			
на рідкому паливі	5	1	1
на інших видах палива	10	3	1

Вміст розчиненого кисню після конденсатних насосів повинен бути не більше ніж 20 мкг/дм³.

Норми якості робочого середовища для заповнення парогенераторів АЕС, живильної і продувної води в період гідравлічних випробувань, пусків, зупину та під час роботи енергоблоку повинні відповідати нормам чинних галузевих НД, які регламентують технічні вимоги до якості і способи її забезпечення.

8.8.41 Якість знесоленої води з баків запасу для підживлення прямотокових котлів повинна відповідати нормам і не перевищувати:

- загальна твердість.....0,2 мкг-екв/дм³;
- вміст кремнієвої кислоти.....20 мкг/дм³;
- вміст натрію.....15 мкг/дм³;
- питома електропровідність.....0,5 мкСм/см.

Якість знесоленої води для підживлення котлів з природною циркуляцією тиском 140 кгс/см² (14 МПа) повинна відповідати нормам і не перевищувати:

- загальна твердість.....1 мкг-екв/дм³;
- вміст кремнієвої кислоти.....100 мкг/дм³;
- вміст натрію.....80 мкг/дм³;
- питома електропровідність.....2,0 мкСм/см.

В окремих випадках норми якості знесоленої води можуть бути скоректовані енергокомпаніями залежно від місцевих умов (якості вхідної води, схеми водопідготовчої установки, типу фільтрувальних матеріалів, частки знесоленої води в балансі живильної) за умови дотримання норм якості живильної води.

Якість додаткової води для підживлення барабанних котлів тиском 100 кгс/см² (10 МПа) та нижче, а також якість внутрішньостанційних складових живильної води прямотокових та барабанних котлів (конденсати регенеративних, мережних та інших підігрівників, вод дренажних баків, баків нижніх точок, баків запасу конденсату та інших потоків) повинна бути такою, щоб забезпечувалось дотримання норм якості живильної води. У разі забрудненості внутрішньостанційних складових живильної води, яка зумовлює порушення норм, вони повинні бути очищені або виведені з циклу.

При відмиванні парової частини ПВТ допускається збільшення питомої електропровідності дренажних вод ПВТ до 0,25 мкСм/см протягом 2 діб.

8.8.42 У разі зниження лужності вхідної води Н-На-катіонуванням або підкисленням, залишкова загальна лужність хімічно очищеної води повинна бути в межах від 0,2 мг-екв/дм³ до 0,8 мг-екв/дм³.

8.8.43 У разі появи у вхідній воді або тракті водопідготовчої установки бактерій, які призводять до утворення нітритів, повинна проводитися періодична обробка трубопроводів вхідної води і фільтрувальних матеріалів освітлювальних фільтрів розчином хлорного вапна.

8.8.44 Якість дистилляту випарників, призначених для поповнення втрат пари та конденсату повинна відповідати таким нормам: вміст натрію – не більше ніж 100 мкг/дм³, вільної вуглекислоти – не більше ніж 2 мг/дм³.

Дистиллят випарників, який використовується для живлення прямотокових котлів, повинен бути додатково очищений до приведених вище норм якості знесоленої води для підживлювання котлів.

8.8.45 Якість живильної води випарників, призначених для поповнення втрат пари та конденсату, повинна відповідати таким нормам:

- загальна твердість, не більше ніж.....30 мкг-екв/дм³;
- загальна твердість при солевмісті вхідної
- води більше 2000 мг/дм³, не більше ніж.....75 мкг-екв/дм³;
- вміст кисню, не більше ніж.....30 мкг/дм³;
- вміст вільної вуглекислоти.....0.

В окремих випадках на підставі досвіду експлуатації за дозволом енергокомпанії норми якості живильної води можуть бути скоректовані.

У разі живлення випарників водою із загальним солевмістом понад 2000 мг/дм³ допускається фосфатування.

Норми якості конденсату випарників та режим продування повинні бути встановлені на підставі інструкцій виробника випарника, типових інструкцій з ведення водно-хімічного режиму або результатів теплохімічних випробувань, проведених відповідними службами енергокомпанії або спеціалізованими організаціями.

8.8.46 Якість конденсату, який повертається з виробництва, повинна відповідати таким нормам і не перевищувати:

- загальна твердість.....50 мкг-екв/дм³;
- вміст заліза.....100 мкг/дм³;
- вміст міді.....20 мкг/дм³;
- вміст кремнієвої кислоти.....120 мкг/дм³;
- значення рН.....8,5 – 9,5;
- перманганатна окислювальність.....5 мгО₂/дм³;
- вміст нафтопродуктів.....0,5 мг/дм³.

Конденсат, який повертається, не повинен містити потенційно кислих та лужних сполук, наявність яких призводить до відхилення значення рН котлової води від встановлених норм більше ніж на 0,5 одиниці в незмінному режимі корекційної обробки фосфатами або фосфатами і їдким натром. У разі наявності в конденсаті, який повертається, потенційно кислих або лужних сполук, він не повинен прийматися електростанцією.

Якщо якість конденсату, який повертається на електростанцію, не відповідає нормам якості живильної води, повинно бути передбачене його очищення до цих норм.

8.8.47 Якість води для підживлення теплових мереж повинна відповідати нормам:

- вміст вільної вуглекислоти..... відсутність;
- значення рН для систем тепlopостачання:
- відкритих.....8,3 – 9,0*;
- закритих.....8,3 – 9,5*;
- вміст розчиненого кисню, не більше ніж.....50 мкг/дм³;
- кількість завислих речовин, не більше ніж.....5 мг/дм³;
- вміст нафтопродуктів, не більше ніж.....1 мг/дм³.

Для закритих систем тепlopостачання з дозволу енергокомпанії верхнє значення рН допускається до 10,5 при одночасному зменшенні значення карбонатного індекса Ік** до 0,1 (мг-екв/дм³)², нижнє – може коректуватися залежно від інтенсивності корозійних процесів в устаткуванні, трубопроводах систем тепlopостачання.

Якість підживлювальної води відкритих систем тепlopостачання (з безпосереднім водорозбором) повинна відповідати вимогам до питної води ДСанПіН 2.2.4-171-10 та ДСТУ 7525:2014.

Примітка. * Верхня межа рН допускається тільки у разі глибокого пом'якшення води, нижня – з дозволу енергокомпанії може коректуватися залежно від інтенсивності корозійних процесів в устаткуванні, трубопроводах систем тепlopостачання.

** І_к – максимальне значення добутку загальної лужності і кальцієвої твердості води (в мг-екв/дм³)², вище від якого відбувається процес карбонатного накипоутворення з інтенсивністю понад 0,1 г/(м² год).

Карбонатний індекс І_к повинен не перевищувати значень, наведених у таблиці 8.14.

Підживлювальна вода для відкритих систем тепlopостачання повинна бути піддана коагуляції для вилучення з неї органічних домішок, якщо колірність проби води під час її кип'ятіння протягом 20 хв збільшується понад норму, вказану в ДСанПіН.

У разі силікатної обробки води для підживлення теплових мереж з безпосереднім розбором гарячої води вміст силікатів в підживлювальній воді повинен бути не більше ніж 50 мг/дм³ в перерахунку на SiO₂.

У разі силікатної обробки підживлювальної води гранична концентрація кальцію повинна визначатися з врахуванням сумарної концентрації не тільки сульфатів (для запобігання випадання CaSO₄), а також кремнієвої кислоти (для запобігання випадання CaSiO₃) для відповідної температури нагріву мережної води з врахуванням її перевищення в пристінному шарі труб котла на 40° С.

Таблиця 8.14 – Нормативні значення І_к води для підживлення теплових мереж

Устаткування	Температура нагріву мережної води, °С	І _к для системи тепlopостачання, (мг-екв/дм ³) ²	
		відкритої	закритої
Водогрійні котли, встановлені на ТЕС і ДТ	70 – 100	3,2	3,0
	101 – 120	2,0	1,8
	121 – 130	1,5	1,2
	131 – 140	1,2	1,0
	141 – 150	0,8	0,5
Мережні підігрівники	70 – 100	4,0	3,5
	101 – 120	3,0	2,5
	121 – 140	2,5	2,0
	141 – 150	2,0	2,0
	151 – 200	1,0	0,5

Для підвищення рН середовища можлива корекційна обробка живильної води із застосуванням їдкового натру.

Безпосереднє дозування гідразину та інших токсичних речовин в підживлювальну воду теплових мереж та мережну воду забороняється.

8.8.48 Якість мережної води повинна відповідати нормам:

- вміст вільної вуглекислоти.....відсутність;
- значення рН для систем тепlopостачання:
- відкритих.....від 8,3 до 9,0*;
- закритих.....від 8,3 до 9,5*;
- вміст заліза, мг/дм³, не більше ніж, для систем тепlopостачання:
- відкритих.....0,3**;
- закритих.....0,5;
- вміст розчиненого кисню, не більше ніж.....20 мкг/дм³;

- кількість завислих речовин, не більше ніж.....5 мг/дм³;
- вміст нафтопродуктів мг/дм³, не більше ніж, для систем тепlopостачання:
- відкритих.....0,3;
- закритих.....1.

Примітка. * Верхня межа допускається тільки при глибокому пом'якшенні води.

** За узгодженням із санітарними органами дозволяється 0,5 мг/дм³.

Для закритих систем тепlopостачання з дозволу енергокомпанії верхня межа значення рН допускається не більше ніж 10,5 з одночасним зменшенням значення карбонатного індекса до 0,1 (мг-екв/дм³)², нижня межа може коректуватись залежно від корозійних явищ в устаткуванні та трубопроводах систем тепlopостачання.

На початку опалювального сезону та в післяремонтний період допускається перевищення норм протягом 4 тижнів для закритих систем тепlopостачання та 2 тижнів для відкритих систем за вмістом сполук заліза – до 1,5 мг/дм³, розчиненого кисню – до 50 мкг/дм³ та завислих речовин – до 15 мг/дм³.

Карбонатний індекс І_к повинен не перевищувати значень, наведених у таблиці 8.15.

Таблиця 8.15 – Нормативне значення І_к мережної води*

Устаткування	Температура нагріву мережної води, °С	І _к , (мг-екв/дм ³) ²
Водогрійні котли, встановлені на ТЕС та ДТ	70 – 100	3,2
	101 – 120	2,0
	121 – 130	1,5
	131 – 140	1,2
	141 – 150	0,8
Мережні підігрівники	70 – 100	4,0
	101 – 120	3,0
	121 – 140	2,5
	141 – 150	2,0
	151 – 200	1,0

* У разі підживлення тепломережі натрій-катіонованою водою значення І_к не повинно перевищувати 0,5 (мг-екв/дм³)² для температур нагріву мережної води до 121° С – 150° С та 1,0 (мг-екв/дм³)² для температур від 70° С до 120° С

При відкритих системах тепlopостачання за узгодженням з органами санітарно-епідеміологічних служб допускається відхилення від вимог ДСанПіН за показниками колірності до 70° і вмістом заліза до 1,2 мг/дм³ на термін до 14 днів у період сезонних включень систем, які експлуатуються, приєднання нових, а також після їх ремонту.

Після закінчення опалювального сезону або під час зупину водогрійних котлів та тепломереж повинні бути вжиті заходи, які перешкоджають стоянковій корозії.

8.8.49 Якість води в системі охолодження живильних електронасосів повинна задовольняти норми і не перевищувати:

- кремнієва кислота.....50 мкг/дм³;
- залізо.....150 мкг/дм³.

8.8.50 Якість води в системі регулювання турбіни повинна задовольняти норми і не перевищувати:

- загальна твердість.....10 мкг-екв/дм³;
- залізо.....200 мкг/дм³;

- мідь.....200 мкг/дм³;
- вміст нафтопродуктів.....0,3 мг/дм³.

8.8.51 Якість води в системі водяного охолодження турбогенераторів повинна задовольняти норми і не перевищувати:

- значення рН (для 25° С).....8,5 ± 0,5;
- питома електропровідність (для 25° С).....5 мкСм/см;
- розчинений кисень.....400 мкг/дм³;
- мідь.....100 мкг/дм³.

8.8.52 На електростанціях, які працюють на органічному паливі, внутрішньо-станційні втрати пари та конденсату (без врахувань втрат під час роботи форсунок, продування та обдування котлів, водних відмивок, обслуговування установок для очищення конденсату, деаерації добавочної води тепломережі, розвантаження мазуту) повинні бути не більші, ніж вказані нижче величини, у відсотках від загальної витрати живильної води за номінального навантаження котлів:

- на конденсаційних електростанціях.....1,0;
- на ТЕЦ з теплофікаційним відбором пари.....1,2;
- на ТЕЦ з виробничим або виробничим і теплофікаційним відборами пари.....1,6.

Для ДТ норми встановлюються на підставі існуючого досвіду експлуатації.

Загальне значення втрат пари і конденсату на АЕС, обладнаних реакторами типу ВВЕР, не повинно перевищувати 1 % від паропродуктивності парогенераторів енергоблоків.

Якщо фактичні витрати живильної води менші від номінальної, норми внутрішньо-станційних втрат відповідно збільшуються, але не більш ніж у 1,5 рази.

Розрахунок загальних втрат води та пари на технологічні потреби проводиться згідно з нормами та з врахуванням можливого повторного використання води в циклі електростанції.

Для кожної електростанції загальні норми втрат пари та конденсату повинна щорічно затверджувати енергокомпанія, керуючись наведеними вище значеннями та методичними вказівками з розрахунку втрат пари і конденсату.

ЗАХИСТ ТЕПЛОМЕХАНІЧНОГО УСТАТКУВАННЯ ВІД СТОЯНКОВОЇ КОРОЗІЇ

8.8.53 Під час простоювання тепломеханічного устаткування в оперативному стані резерву понад 3 доби або консервації необхідно передбачати заходи для запобігання корозії внутрішніх і зовнішніх поверхонь нагріву котлів і пароводяного тракту основного та допоміжного устаткування енергоблоку (ТЕС).

Технологія та методи захисту устаткування від стоянкової корозії повинні бути визначені згідно з чинними НД залежно від особливостей його конструкції, режиму роботи, характеру і тривалості простоювання.

8.8.54 Перед зупином енергоблоку АЕС на строк більше 3 діб протягом 24 – 48 годин проводиться консервація устаткування шляхом:

- обробки робочого середовища гідрозин-гідратом з підтримкою його масової концентрації в живильній воді не менше 500 мкг/ дм³, але не більше 1000 мкг/ дм³;
- обробки робочого середовища морфоліном та гідрозин-гідратом з підтримкою в живильній воді масової концентрації гідрозин-гідрату не менше трикратної масової концентрації кисню та масової концентрації морфоліну не менше 5 мг/дм³, верхня межа концентрації морфоліну обмежена умовою неперевикнення величини рН – при морфоліновому режимі;
- обробки робочого середовища етаноламіном та гідрозин-гідратом з підтримкою в живильній воді масової концентрації етаноламіну від 3 мг/дм³ до 5 мг/дм³

та масової концентрації гідрозин-гідрату не менше 10 мкг/дм³ – при етаноламіновому режимі.

Допускається проведення консервації обладнання протягом більше ніж 48 годин за результатами корозійного обстеження обладнання в попередній ППР

В період проведення консервації:

– конденсатоочищення частково або повністю відключається з моменту початку підвищеного дозування гідрозину, морфоліну, етаноламіну;

– парогенератори повинні по черзі продуватися з максимально можливою витратою для виводу шламу.

У разі нетривалих, до 3 діб простоювань, консервація конденсатно-живильного тракту гідрозин-гідратом можна не проводити.

Запобігання корозії парогенераторів під час простоювання енергоблоку понад 10 діб проводиться відповідно до інструкції з їх експлуатації, а також нормативних документів, діючих на АЕС.

Дозволяється використання інших консервуючих реагентів за програмою, узгодженою з органами державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки.

8.8.55 Для захисту від корозії внутрішніх поверхонь устаткування і трубопроводів ТЕС, зупинених на консервацію тривалістю більше року, потрібно використовувати методи, які не вимагають опалення приміщень. У цьому разі обов'язковим є спорожнення від води усіх трубопроводів енергооб'єктів, ДТ, в тому числі і тих, які не належать до складу тепломеханічного устаткування.

8.8.56 Для захисту від корозії металу зовнішніх поверхонь перед виведенням в довготривалий резерв або консервацію котла, який працював на твердому паливі, необхідно провести ретельне очищення зовнішніх поверхонь нагріву від золених відкладень з допомогою стаціонарних (штатних) способів очищення, а у разі необхідності застосувати водне обмивання.

Якщо перед виведенням у резерв на термін більше від 3 діб або консервацію, котел працював на сірчистому мазуті, необхідно застосувати додаткові заходи для очищення і усунення з низькотемпературних поверхонь нагріву, а саме РПП, відкладень, які містять сполуки сірки, шляхом:

– переведення котла на спалювання природного газу протягом 2-3 діб (у разі можливості);

– проведення водного обмивання РПП.

У випадку застосування водного відмивання трактів РПП необхідно після цього провести нейтралізацію цих поверхонь лужним розчином з рН 10-11.

Операції з очищення і нейтралізації сполук сірки необхідно проводити згідно з вимогами експлуатаційних інструкцій.

8.8.57 Після зупину водогрійного котла в короточасний резерв (до 3 діб) необхідно провести вентиляцію топки і газоходів, загерметизувати газоповітряний тракт.

Якщо перед виведенням у довготривалий резерв водогрійний котел працював на сірчистому мазуті, необхідно передбачити заходи для попередження корозії зовнішніх поверхонь нагріву аналогічні паровим котлам.

Під час простоювання водогрійних котлів у резерві необхідно забезпечити підтримання температури металу поверхонь нагріву і газоходів вище від температури конденсації водяної пари та періодично проводити вентиляцію топки і газоходів згідно з інструкцією з експлуатації котлів.

8.8.58 За протіканням корозійних процесів під час простоювання устаткування необхідно вести контроль згідно з чинними НД.

Інтенсивність корозії оцінюється залежно від лінійної швидкості і наведена в таблиці 8.16.

Таблиця 8.16

Швидкість корозії, мм/рік	Характеристика корозійного процесу
0 – 0,02	практично відсутня
0,02 – 0,04	слабка
0,04 – 0,05	середня
0,05 – 0,20	сильна
більше ніж 0,20	аварійна

ГЛАВА 8.9 ТРУБОПРОВОДИ І АРМАТУРА

ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

8.9.1 Основні вимоги до влаштування і безпечної експлуатації трубопроводів і арматури установлені НПАОП 0.00-1.81-18, ПНАЭ Г-7-008, ОТТ-87, «Арматура для обладнання и трубопроводов АЭС. Общие технические требования». Цей розділ установлює додаткові вимоги до експлуатації трубопроводів і арматури.

8.9.2 Адміністрація власника трубопроводів для забезпечення їхньої справності і безпечної експлуатації призначає відповідальну особу з числа інженерно-технічних працівників енергооб'єкта, яка пройшла перевірку знань у встановленому порядку.

8.9.3 На енергооб'єкті повинні бути складені переліки трубопроводів, що підлягають реєстрації в місцевих органах Держпраці, а також тих, що реєструються енергооб'єктом. У переліках повинні бути зазначені особи, відповідальні за безпечну експлуатацію трубопроводів. На кожен трубопровід повинен бути оформлений журнал нагляду (паспорт), який має містити дані визначені пунктом 4 глави 6 розділу VII НПАОП 0.00-1.81-18, та за формою встановленою ОТТ-87. «Арматура для обладнання и трубопроводов АЭС. Общие технические требования» або ПНАЭ Г-7-008

8.9.4 Після капітального і середнього ремонтів, а також ремонтів, пов'язаних з вирізкою і перезварюванням ділянок трубопроводу, заміною арматури, налагодженням опорнопідвісної системи і заміною теплової ізоляції, перед включенням устаткування в роботу повинні бути перевірені:

- відповідність фактично виконаного обсягу ремонту плановому з оформленням необхідної документації (схеми, формуляри, зварювальна документація, протоколи контролю металу, стану і прокручування арматури, акти виконання прихованих робіт, приймання після ремонту тощо);

- виконання заміни чи ремонту деталей трубопроводу й арматури з недопустимими дефектами, виявленими в ході ремонту;

- стан опорнопідвісної системи на предмет відсутності пошкоджених, перевантажених чи цілком розвантажених опор (підвісок);

- затягування пружинних опор (підвісок) відповідно до вимог формулярів для холодного стану (після відновлення ізоляції);

- забезпечення можливості безперешкодних теплових переміщень самих трубопроводів, деталей опор (підвісок), арматури і дренажних трубопроводів (далі дренажів);

- стан теплової ізоляції на предмет відсутності неізольованих ділянок трубопроводів, арматури, дренажів, шунтових (вентиляційних) перемичок;

- легкість ходу рухомих частин арматури;
- відповідність сигналізації крайніх положень арматури на щитах управління її фактичному положенню;
- наявність і справність засобів забезпечення надійності трубопроводів (дренажі, запобіжні пристрої, допоміжні трубопроводи, індикатори теплових переміщень, ЗВТ, сходи і площадки обслуговування);
- демонтаж тимчасових кріплень трубопроводу, стяжок пружин, риштувань, заглушок, відключень запобіжних клапанів тощо.

8.9.5 На підставі проектних, нормативних матеріалів і типових інструкцій для трубопроводів свіжої пари, гарячого і холодного промперегріву, живильної води, повинні бути розроблені і затверджені інструкції з експлуатації, які враховують конкретні умови їхньої роботи.

В інструкціях повинні бути наведені:

- особливості конструкції та експлуатації трубопроводу;
- робочі і граничні допустимі за умовами міцності параметри середовища і протиаварійні вказівки;
- відомості про запобіжні пристрої та критерії їхнього спрацювання;
- формуляри теплових переміщень і зтягування пружинних підвісок у робочому і холодному станах з вказівкою порядку виконання контролю;
- схема (положення арматури трубопроводу і дренажів) під час заповнення, у пускових і стаціонарних режимах роботи;
- вимоги щодо забезпечення допустимих режимів прогріву, розхолодження і контролю правильності їхнього виконання. Критерії контролю зазначених режимів, які повинні прийматися на підставі типових інструкцій чи РТМ 24.038.11 і ОСТ 108.031.09;
- вимоги щодо забезпечення допустимих режимів прогріву, розхолодження і контролю цих режимів для трубопроводів, на які поширюються ПНАЭ Г-7-008-89 (приймаються на підставі технологічного регламенту РУ, ПНАЭ Г-7-002-86, РТМ 108.020.01 і РТМ 24.038.11);
- відомості про ЗВТ на трубопроводі;
- відомості про переключення арматури трубопроводу і дренажів у разі спрацювання захистів і блоківок;
- конкретні вказівки змінному персоналу щодо обсягу щоденного контролю трубопроводу в робочому стані (відсутність паріння зварних стиків, згинів, фланцевих з'єднань, щільність запобіжних пристроїв і арматури, відсутність защемлень і пошкоджень підвісок, стан защільникових ущільнень, правильність показників положення арматури, наявність змащення приводів, гвинтових пар і підшипників арматури; відсутність підвищеної вібрації);
- відомості з обсягу контролю, виконуваного іншими підрозділами енергооб'єкта.

Для трубопроводів агресивних рідин також повинна бути складена інструкція з експлуатації, що враховує підвищені вимоги з охорони праці.

Необхідність складання й обсяг інструкцій з експлуатації інших трубопроводів визначається адміністрацією енергооб'єкта.

8.9.6 У будь-яких експлуатаційних режимах (крім гідравлічного випробування), включаючи помилкове відкриття арматури на вході в трубопровід, тиск у трубопроводі короткочасно не повинен перевищувати:

- для трубопроводів, на які поширюються вимоги ОТТ-87. «Арматура для обладнання и трубопроводов АЭС. Общие технические требования», НПАОП 0.00-1.81-18, – 110 % проектного робочого тиску (для трубопроводів, виготовлених після 1977 р.);
- для трубопроводів, на які поширюються вимоги ПНАЭ Г-7-008, – 115 % проектного робочого тиску.

Ці вимоги повинні забезпечуватися шляхом правильного вибору сортаменту деталей трубопроводу чи установлення на трубопроводі запобіжних пристроїв згідно з ГОСТ 24570 або ДСТУ ГОСТ 12.2.085 (для АЕС).

Для трубопроводів, на які проектом передбачене установлення запобіжних клапанів або для посудин, які не відключаються від трубопроводу, максимально допустимий тиск повинен відповідати проектній уставці спрацювання запобіжних клапанів.

У будь-якому стаціонарному режимі роботи трубопроводу температура середовища в ньому не повинна перевищувати навіть короткочасно проектне значення понад величину, що призводить до зниження міцності металу більш ніж на 10 % (повинно бути обумовлене в проектній документації). Для паропроводів, експлуатованих в умовах повзучості (при робочій температурі понад 400° С для вуглецевої і 450° С для легованої сталі), додатково повинна фіксуватися сумарна тривалість експлуатації з температурою, що перевищує проектну на 5° С і більше, для оцінки скорочення паркового ресурсу.

У разі виявлення вібрації трубопроводу в стаціонарному режимі роботи необхідно визначити зони трубопроводу з максимальною вібрацією і величину вібрації у цих зонах. Максимальна віброшвидкість трубопроводу не повинна перевищувати 15 мм·с⁻¹.

8.9.7 Система дренажів повинна забезпечувати відведення вологи під час прогріву, остигання і спорожнювання трубопроводу і, у необхідних випадках, прогрівання тупикових ділянок паропроводів до заданого рівня.

Для надійного дренажування трубопроводів і надійності роботи самих дренажів необхідно забезпечити виконання таких вимог:

– горизонтальні ділянки трубопроводу повинні мати ухил не менш ніж 0,004 у бік дренажу в діапазоні температур від холодного стану до температури насичення при робочому тиску; величина ухилу не повинна зменшуватися менш ніж 0,004 у разі заміни окремих деталей трубопроводу;

– для паропроводів свіжої пари і промперегріву з легованих сталей наявність тупикових зон, що не прогріваються, з температурою близькою чи нижчою від температури насичення, яка відповідає робочому тиску, у стаціонарному режимі роботи не допускається;

– трасування дренажних трубопроводів повинно забезпечувати компенсацію власних теплових розширень і переміщень дренажного трубопроводу в місці установки штуцера для підключення дренажу;

– у разі об'єднання дренажних ліній трубопроводів з робочими параметрами, які відрізняються, на кожному з них повинна бути встановлена запірні арматура перед місцем об'єднання. Для паропроводів перегрітої пари з перегрівом понад 50° С відносно температури насичення обов'язкове встановлення запірної арматури на дренажах кожної паралельної нитки перед місцем об'єднання і на відстані не більше ніж 300 мм від вхідного штуцера (крім постійнодіючих дренажів);

– короткочасне помилкове, при робочих параметрах у трубопроводі, відкриття арматури дренажів, що періодично включаються, не повинно призводити до пошкоджень елементів схеми дренажів. Для дренажів, що повинні забезпечувати прогрів тупикових зон у пускових режимах, ця вимога виконується у разі підключення дренажів до станційних пускоскидних пристроїв чи розширників достатньої продуктивності. В інших випадках надмірна пропускну здатність дренажів може бути обмежена дросельними шайбами.

8.9.8 Під час компоновання трубопроводів і арматури повинна бути забезпечена можливість обслуговування і ремонту арматури. У місцях установлення арматури, індикаторів теплових переміщень і у важкодоступних для контролю металу місцях повинні бути площадки обслуговування. У випадку установлення площадок після закінчення монтажу трубопроводу обов'язковою є перевірка відсутності заземлень трубопроводу площадками.

8.9.9 На арматурі повинні бути нанесені назви і позначення (номери) відповідно до технологічних схем трубопроводів, а також покажчики напрямку відкриття-закриття і руху середовища.

Регулювальні клапани повинні мати покажчики ступеня відкриття регулювального органу, а запірна арматура – покажчики «Відкрито» і «Закрито».

8.9.10 Ремонт трубопроводів, арматури й елементів дистанційного управління арматурою, установлення і зняття заглушок, що відокремлюють ремонтвану ділянку трубопроводу, повинні виконуватися тільки за нарядом-допуском.

8.9.11 Арматура, що ремонтувалася в умовах майстерні, повинна бути випробувана в умовах спеціалізованого ремонтного підприємства, на герметичність заслону, защільникових і сильфонних ущільнень та роз'ємів тиском, рівним 1,25 робочого.

Арматура, що ремонтувалася без вирізання з трубопроводу, повинна бути випробувана на щільність робочим тиском середовища під час пуску устаткування.

8.9.12 Арматура повинна використовуватися строго у відповідності з її функціональним призначенням.

Використання запірної арматури в якості регулювальної забороняється.

8.9.13 У випадку заміни арматури під час ремонту на непроєктну:

– установлювана (нова) арматура повинна відповідати робочим параметрам у трубопроводі;

– у разі меншого діаметра нової арматури установлення її повинно бути погоджене з проектною організацією;

– якщо вага нової арматури інша, то повинно бути скоректоване робоче навантаження сусідніх підвісок.

Для АЕС порядок заміни встановлений НП 306.2.106-2005.

8.9.14 Головні запобіжні клапани, запобіжні клапани на трубопроводах холодного і гарячого промперегріву і запобіжні клапани, що забезпечують безпеку експлуатації посудин великого об'єму (барабани котлів, деаератори, ПВТ тощо), повинні по черзі випробовуватися примусовим відкриттям не рідше ніж один раз на 6 місяців.

Для АЕС порядок опробування запобіжних клапанів встановлений ПНАЭ Г-7-008-89.

8.9.15 Теплова ізоляція трубопроводів і арматури повинна бути в справному стані.

Усі гарячі частини обладнання, трубопроводи, баки та інші елементи, торкання до яких може викликати опіки, повинні мати теплову ізоляцію. Температура на поверхні ізоляції не повинна перевищувати +45 °С (при температурі навколишнього повітря +25 °С).

До якості теплової ізоляції тупикових ділянок і перемичок, у тому числі вентиляційних (шунтових), паропроводів свіжої пари і гарячого промперегріву повинні пред'являтися підвищені вимоги.

Теплова ізоляція фланцевих з'єднань, арматури і ділянок трубопроводів, які підлягають періодичному контролю (зварні з'єднання, бобишки для виміру повзучості тощо) повинна бути знімною.

Теплова ізоляція трубопроводів, розташованих на відкритому повітрі, трубопроводів, а також ділянок поверхонь з температурою середовища понад 200°С, поблизу оливних баків, мастилопроводів, мазутопроводів, повинна мати металеве або інше покриття для захисту її від просочування вологою чи нафтопродуктами.

Трубопроводи, розташовані поблизу кабельних ліній, також повинні мати металеве покриття.

Максимально допустима температура на зовнішній поверхні теплової ізоляції трубопроводів визначається відповідно до розділу 4 п. 2.1 НПАОП 0.00-1.69-13.

Усі елементи трубопроводів з температурою робочого середовища нижче від температури навколишнього повітря повинні бути захищені від корозії, мати гідро- і теплоізоляцію.

Для теплової ізоляції повинні застосовуватися матеріали, що не викликають корозії металу трубопроводів.

Для паропроводів, що працюють в умовах повзучості, у випадках заміни чи модернізації теплоізоляції зі зміною сумарної ваги металу і теплоізоляції понад 10 %, робочі навантаження опор (підвісок) і формуляри затягувань пружинних підвісок повинні бути скоректовані з урахуванням зміни ваги.

8.9.16 Ізоляція трубопроводів, яка не має захисного покриття, повинна бути пофарбована. За наявності захисного покриття на її поверхню повинні бути нанесені маркувальні кільця і покажчики напрямку руху середовища.

Фарбування і написи на трубопроводах повинні відповідати вимогам ГОСТ 14202.

8.9.17 Вимоги щодо попередження перевантаження опор (підвісок) у разі заповнення паропроводів водою (перевірки щільності, гідровипробування тощо) повинні бути обумовлені в проектній документації.

8.9.18 Для паропроводів, що працюють в умовах повзучості, у разі вичерпання частиною згинів паркового ресурсу, інструкції з експлуатації повинні бути скоректовані з огляду на необхідність більш жорстких допусків на відхилення параметрів згідно з 8.8.1.6 і недопустимість пластичних деформацій від циклічних навантажень (розрахунки за РТМ 24.038.11 і ОСТ 108.031.09).

8.9.19 У випадку виявлення свищів, тріщин у живильних трубопроводах, паропроводах свіжої пари і проміжного перегріву, трубопроводах впорскувань, а також у їхній арматурі аварійна ділянка повинна бути негайно відключена.

Якщо у разі відключення неможливо резервувати аварійну ділянку, то устаткування, пов'язане з цією ділянкою, повинно бути зупинене.

Для інших трубопроводів, на які поширюються правила НПАОП 0.00-1.81-18, зона навколо свища (протікання) повинна бути обгороджена з попереджувальними табличками відповідно до вимог правил охорони праці.

Допустимість подальшої експлуатації аварійного трубопроводу у разі неможливості відключення його повинна визначатися технічним керівником енергооб'єкта.

8.9.20 Експертно-технічні комісії генерувальних енергокомпаній, до складу яких входять ТЕС, і самі ТЕС у централізованому порядку повинні бути забезпечені інформацією про найбільш важкі і типові пошкодження трубопроводів на ТЕС України за попередній рік.

8.9.21 Вимоги в частині посадових обов'язків адміністрації, інженерно-технічного персоналу і відповідальної особи (8.9.2) щодо забезпечення безпеки експлуатації трубопроводів; атестації обслуговуючого персоналу; установа, перевірки і контролю стану манометрів; технології виконання і контролю зварних з'єднань під час ремонтів трубопроводів; виконання гідравлічних випробувань і технічних оглядів повинні відповідати НПАОП 0.00-1.81-18.

ТРУБОПРОВОДИ І АРМАТУРА АЕС

8.9.22 Призначення осіб (підрозділів), відповідальних за безпечну експлуатацію трубопроводів; посадові обов'язки адміністрації і відповідальних осіб із забезпечення безпеки експлуатації; реєстрація трубопроводів, вимоги щодо

установлення, контролю і перевірки ЗВТ, фарбування і написи на трубопроводах виконуються відповідно до ПНАЭ Г-7-008-89 або НПАОП 0.00-1.81-18 для відповідних категорій трубопроводів.

8.9.23 Після ремонту чи зупину енергоблоку на термін понад 10 діб, перед його пуском повинні бути виконані перевірки згідно з п.8.9.4, а також установлені у проектне положення антисейсмічні гідроамортизатори.

8.9.24 Інструкції з експлуатації систем трубопроводів головного циркуляційного контуру (ГЦК), свіжої пари і живильної води повинні бути розроблені на підставі конструкторських, проектних, нормативних матеріалів, типових інструкцій і технологічного регламенту безпечної експлуатації РУ і охоплювати:

- опис особливостей конструкції та експлуатації трубопроводу;
 - робочі і граничні допустимі за умовами міцності параметри середовища і протиаварійні вказівки;
 - схему (положення арматури) в пускових і стаціонарних режимах роботи;
 - вимоги щодо забезпечення допустимих режимів прогріву і розхолодження трубопроводу і критерії правильності цих режимів;
 - відомості про основну арматуру, що входить у систему трубопроводу та її технічні характеристики;
 - відомості про переключення арматури і дренажів у разі спрацювання захистів і блоківок;
 - відомості про запобіжні пристрої та критерії щодо їхнього спрацювання;
 - відомості про ЗВТ на трубопроводі;
 - формуляри теплових переміщень і затягування пружинних підвісок у робочому і холодному станах;
 - конкретні вказівки змінному персоналу щодо обсягу щоденного контролю в робочому стані (відсутність паріння зварних стиків, згинів, фланцевих з'єднань, стан щільності запобіжних пристроїв і арматури, відсутність защемлень і пошкоджень підвісок, стан зашільникових ущільнень, правильність показчиків положення арматури, наявність мастила в приводах, гвинтових парах, підшипниках арматури, відсутність підвищеної вібрації);
 - додаткові вимоги щодо контролю вібрації й ерозійного зношення для трубопроводів вологої пари і двофазного середовища;
 - відомості про обсяг контролю, виконуваного іншими підрозділами АЕС.
- Інструкція з експлуатації трубопроводів з агресивними робочими середовищами повинна враховувати підвищені вимоги з охорони праці.

Необхідність складання й обсяг інструкцій з експлуатації інших трубопроводів визначається адміністрацією АЕС.

8.9.25 У приміщеннях, де знаходиться арматура і фланцеві з'єднання трубопроводів з радіоактивним середовищем, повинні бути в справному стані передбачені проектом пристрої сигналізації про появу протікань.

У разі виявлення протікань дії персоналу визначаються інструкцією з експлуатації.

8.9.26 Схема трубопроводів і ведення експлуатації повинні запобігати можливості пошкодження трубопроводів низького тиску за наявності зв'язку з трубопроводами високого тиску.

Проектом та інструкціями з експлуатації повинні бути передбачені організаційні і технічні заходи для запобігання помилкового підключення систем низького тиску до систем високого тиску.

Перед підйманням тиску в першому контурі повинні бути надійно відключені трубопроводи низького тиску допоміжних систем (система розхолодження, заповнення і спорожнювання, подачі стиснутого газу низького тиску тощо).

Відключення цих трубопроводів повинні перевіряти оперативний персонал, якій обслуговує їх, контролювати відключення повинні начальники змін енергоблоків. Надійність відключення зазначених трубопроводів повинна перевірятися кожної зміни.

8.9.27 Забороняється прокладання трубопроводів з радіоактивними середовищами активністю понад 10 E-7 Ки/л через приміщення, що обслуговуються.

8.9.28 Заповнення середовищем неостиглих трубопроводів свіжої пари (під час пусків і опресувань), а також неостиглих трубопроводів ГЦК, повинно виконуватися з контролем різниці температур стінки трубопроводу і середовища, яка не повинна перевищувати допустимих значень згідно з чинним НД. У разі відсутності конкретних вказівок для тонкостінних паропроводів ця різниця не повинна перевищувати 50°C .

8.9.29 Для спорожнення через дренажі трубопроводи повинні бути змонтовані з ухилом горизонтальних ділянок не менше 0,004 (середнє значення для горизонтальної ділянки довжиною не більше ніж 10 діаметрів) в напрямку руху середовища чи дренажу. Це значення ухилу повинно забезпечуватися при температурах металу від 0°C до температури насичення, що відповідає робочому тиску середовища.

Система дренажів повинна забезпечувати повне відведення вологи під час прогрівання, остигання і спорожнення трубопроводів з перемичками і відгалуженнями.

У разі об'єднання дренажних ліній декількох трубопроводів на кожній з них повинна бути встановлена запірна арматура.

Конденсат і тепло постійно діючих дренажів повинні використовуватися в тепловій схемі.

За обмежувальними шайбами і перед штуцерами підключення на виході постійно діючих дренажів повинні бути встановлені ділянки з нержавіючої сталі.

Дренажі паропроводу свіжої пари під час пуску турбіни повинні забезпечувати повне відведення вологи за термін до 1 години, для чого перед головними паровими засувками повинні бути встановлені дренажі збільшеного діаметра.

8.9.30 Паропроводи, розміщені у необслуговуваних приміщеннях, повинні бути розраховані на заповнення водою без установки пристосувань, що розвантажують пружини.

8.9.31 Під час пуску головного енергоблоку після монтажу трубопроводи ГЦК повинні бути перевірені тензотруванням на відповідність напружень розрахунковим.

8.9.32 Під час гарячого обкатування устаткування РУ після монтажу трубопроводи в необслуговуваних приміщеннях повинні бути перевірені на відсутність заземлень і перевантаження підвісок.

8.9.33 Написи на арматурі повинні відповідати вказівкам 8.9.9.

8.9.34 Ремонт трубопроводів і арматури повинен проводитися одночасно з відповідними агрегатами. Ремонтні роботи, а також установлення і зняття заглушок, що відокремлюють ділянку трубопроводу, яка ремонтується, повинні виконуватися за нарядом-допуском.

8.9.35 Арматура, яка ремонтується зі зняттям з місця встановлення чи з вирізкою з трубопроводу, повинна бути випробувана на герметичність заслонів, зацільникових і сільфонних ущільнень та роз'ємів тиском, рівним 1,25 робочого.

Арматура, яка ремонтується без зняття (вирізки) з місця встановлення, повинна бути випробувана робочим тиском середовища разом із трубопроводом. Стан заслонів контролюється за контактом ущільнювальних поверхонь візуально під час ремонту.

Арматура повинна бути ремонтпридатна без вирізання з трубопроводу до капітального ремонту (вимоги не поширюються на не-розбірні конструкції зворотних заслонів).

8.9.36 На фланцевих з'єднаннях трубопроводів і арматури діаметром понад 300 мм затягування кріпильних шпильок повинно контролюватися з застосуванням спеціальних пристосувань, навантаження шпильок понад допустимі значення не дозволяється.

8.9.37 Арматура, яка постійно чи довготривало перебуває під розрідженням, повинна мати гідравлічне або інше спеціальне ущільнення.

8.9.38 Теплова ізоляція трубопроводів повинна задовольняти вимоги 8.9.15 і 8.9.16. Температура зовнішньої поверхні теплової ізоляції в приміщеннях, що обслуговуються, не повинна перевищувати 45° С, а в приміщеннях обмеженого доступу – 60° С.

8.9.39 Повинні бути вжиті термінові заходи для відключення аварійної ділянки за допомогою дистанційних приводів у разі виявлення:

– тріщин, свищів в основному металі трубопроводів живильної води, свіжої пари і проміжного перегріву й інших трубопроводів, у їхніх зварних з'єднаннях і арматурі;

– підвищення тиску в трубопроводі понад гранично-допустимого згідно з правилами, до яких підвідомчі ці трубопроводи;

– різкого збільшення тиску, температури чи радіоактивності в необслуговуваних приміщеннях, через які проходять трубопроводи;

– руйнування опор або обриву підвісок;

– появи шумів, вібрації, ударів у трубопроводах;

– несправності 50 % запобіжних пристроїв.

Якщо відключення аварійної ділянки неможливе або під час відключення неможливо резервувати аварійну ділянку, то відповідне устаткування, пов'язане з аварійною ділянкою, повинно бути негайно зупинене.

ГЛАВА 8.10

ЗОЛОВЛОВЛЮВАННЯ, ЗОЛОЖУЖЕЛЕВІДВЕДЕННЯ І ЗОЛОЖУЖЕЛЕВІДВАЛИ

ЗОЛОВЛОВЛЮВАЛЬНІ УСТАНОВКИ

8.10.1 Золовловлювальні установки повинні експлуатуватись в оптимальних режимах і забезпечувати проектний (розрахунковий) ступінь очищення димових газів від золи. Розмежування функцій між підрозділами енергооб'єкта щодо обслуговування та ремонту золовловлювальних установок визначається керівництвом даного енергооб'єкта (наказом, вказівкою тощо). Також наказом повинна бути призначена особа, відповідальна за експлуатацію золовловлювальних установок.

8.10.2 Під час спалювання в котлі твердого палива повинна бути забезпечена безперебійна робота золовловлювальної установки. Експлуатація котла з непрацюючою золовловлювальною установкою забороняється.

У випадку появи ознаки або сигналу давача про переповнення золою бункера електрофільтра, припинення зрошування краплевловлювача мокрої

золовловлювальної установки або припинення відведення з неї пульпи, необхідно оперативно встановити причину і усунути недолік.

Зола з бункерів повинна відводитися безперервно.

8.10.3 Під час пуску котла на газі чи мазуті висока напруга на поля електрофільтрів не повинна подаватися. Повинні бути введені в роботу системи механічного чи пневматичного відведення золи із бункерів, підігрівання гирл бункерів та ізоляторних коробок, а також механізми струшування електродів. У разі переведення котла на спалювання твердого палива час між виведенням котла на режим роботи, який дозволяє ввести в дію електрофільтри, і подачею високої напруги на поля електрофільтрів повинен бути мінімальним і регламентуватись інструкцією.

Для попередження виникнення пожежі не дозволяється подавати високу напругу на поля електрофільтрів у разі сажоутворення або під час спалювання в котлі тільки мазуту. Дозволяється експлуатувати електрофільтри у випадку сумісного спалюванні вугілля і мазуту при їх співвідношенні 55 % вугілля і 45 % мазуту за теплом.

Зрошення мокрих золовловників, подавання води в золозливні апарати електрофільтрів та інших сухих золовловників, повітря в апарати систем пневмозоловідведення, а також ввімкнення системи контролю за роботою електрофільтрів і рівнем золи в бункерах повинні бути виконані перед пуском котла.

8.10.4 У приміщеннях перетворювальних підстанцій електрофільтрів температура повітря повинна підтримуватись не нижче ніж 12° С. У підбункерних приміщеннях золовловлювальних установок повинна підтримуватись плюсова температура.

8.10.5 Свідченням про виникнення пожежі в камерах електрофільтрів є перевищення температури димових газів за електрофільтрами відносно температури перед ними. У цьому випадку необхідно зняти високу напругу з усіх полів електрофільтрів, аварійно зупинити котел і вжити заходів щодо гасіння пожежі.

У разі підвищення температури димових газів перед електрофільтрами понад встановлену проектом величину необхідно аварійно зупинити котел.

8.10.6 Режим експлуатації золовловлювальних установок повинен визначатись такими показниками:

– для електрофільтрів – оптимальними параметрами електричного живлення при заданій температурі і розрахунковому об'ємі димових газів, оптимальним режимом струшування електродів, а також температурою газів після очищення не менш ніж на 15° С вище від точки роси димових газів;

– для мокрих золовловлювальних установок – оптимальною витратою зрошувальної води і температурою газів після золовловлювачів не менш ніж на 15° С вище від точки роси димових газів;

– для батарейних циклонів – оптимальним аеродинамічним опором апаратів.

8.10.7 Під час експлуатації мокрих золовловлювальних установок повинні бути вжиті заходи щодо попередження бризковиносу.

8.10.8 Технічний стан золовловлювальних установок повинен регулярно контролюватись відповідно до типових галузевих інструкцій. Після зупину котла на термін понад 3 доби необхідно провести внутрішній огляд золовловників і очистити їх від золових відкладень.

8.10.9 Випробування золовловлювальних установок для визначення ТЕП і оптимальних режимів роботи повинні проводитись атестованими організаціями під час введення установок в експлуатацію після монтажу, капітальних ремонтів і модернізації.

8.10.10 Золовловники повинні бути оснащені ЗВТ для контролю температури димових газів до і після них.

Золовловлювальні установки, а заново змонтовані – в обов'язковому порядку, повинні оснащуватись ЗВТ для безперервного контролю ефективності роботи та обліку викидів шкідливих речовин в атмосферу. У разі відсутності таких ЗВТ не рідше ніж один раз на рік повинні проводитись випробування золовловлювальних установок експрес-методом для контролю експлуатаційного ступеня золовловлювання.

Для проведення випробувань золовловлювальні установки повинні бути обладнані відповідними лючками, штуцерами та іншими пристроями для підключення переносних ЗВТ, а також стаціонарними площадками з освітленням для розташування ЗВТ і людей. Площадки повинні бути атестовані і мати паспорти.

8.10.11 Результати випробувань повинні бути відображені в первинній звітній документації і занесені в технічний паспорт золовловлювальної установки.

Проводити модернізацію котла та інші заходи, які суттєво змінюють фізико-хімічні характеристики і витрату димових газів, що надходять до золовловників, а також зміну конструкції або модернізацію золовловлювальних установок без погодження з генеральним проектувальником енергооб'єкта забороняється.

8.10.12 Золу та жужіль в залежності від їх фізико-хімічних властивостей потрібно використовувати як вторинну сировину для будівельних потреб згідно з технологічним регламентом виробництва відповідної будівельної продукції.

За наявності в межах 100 км споживача, який може використовувати і використовує золожужелі в будівельній галузі та вимагає забезпечення відповідної якості до них, існуючі системи гідрозоложужелевловлювання за необхідністю та економічною доцільністю мають бути переобладнані в залежності від цих вимог. Для цього можливо застосувати наступні заходи: роздільного та «сухих» способів відведення золи і жужелі; сепарації золи за вмістом вуглецю, на низько – (до 2-5 %) та висококонцентровану (більше 5 %); повернення висококонцентрованої золи в котел на допалювання.

Пріоритетність заходів визначається енергокомпаніями самостійно після: проведення маркетингових досліджень та інформаційних заходів для визначення перспективних напрямлень переробки та використання золожужелі (споживача) в регіоні та прилеглих районах; підготовки переліку підприємств, що мають технічну базу для застосування золожужелі ТЕС в якості мінеральної сировини і пропозиції технологій переробки та використання золожужелі..

Виробництва по переробці золожужелю рекомендується розташовувати поблизу проммайданчика теплової електростанції.

Доцільність роздільного чи спільного зовнішнього транспорту золи та жужелі на відвал визначають на основі вимог споживачів окремо на золу та жужіль, а за відсутності вимог – на підставі техніко-економічного співставлення варіантів

СИСТЕМИ ЗОЛОЖУЖЕЛЕВІДВЕДЕННЯ, ЗОЛОЖУЖЕЛЕВІДВАЛИ ГІДРАВЛІЧНОГО ТА СУХОГО СПОСОБУ СКЛАДУВАННЯ

8.10.13 Під час експлуатації систем золожужелевідведення і золожужелевідвалів повинні бути забезпечені:

– своєчасне, безперебійне й економічне відведення та складування золи і жужелі на золожужелевідвалах, складах сухої золи, а також відвантаження їх споживачам;

– надійність устаткування, пристроїв і споруд внутрішнього і зовнішнього золожужелевідведення, раціональне використання робочої ємності золожужелевідвалів;

– попередження забруднення золою і стічними водами повітряного та водного басейнів, а також навколишньої території та безпеку обслуговуючого персоналу,

8.10.14 Експлуатація систем повинна бути організована в режимах, що забезпечують високу надійність роботи і мінімальну вартість транспортування, складування та відвантаження золожухелі.

Для кожної системи повинна бути складена режимна карта, яку слід коректувати у разі зміни умов експлуатації системи.

8.10.15 У процесі експлуатації систем повинна підтримуватись щільність трактів і устаткування, не повинні допускатися присмокоти повітря в котли і бункери золовловників через пристрої золожухелевідведення.

У системах пневмозоловідведення (ПЗВ) повинно бути забезпечене очищення стисненого повітря від мастила, вологи і пилу, а також не повинно допускатись потрапляння вологи в золові ємності і транспортні тракти.

8.10.16 Експлуатація систем гідрозоловідведення (ГЗВ) і ПЗВ повинна бути організована в режимах, які виключають порушення чинних санітарних норм.

Контроль кількості і якості води, що скидається з золожухелевідвалів у відкриті водоймища, необхідно проводити за графіком, погодженим із санітарними органами.

При сухих способах золовідведення потрібно передбачати транспортування золи пневмотранспортом на силосний склад сухої золи, а надлишків золи – по золожухелепроводах на золовідвал

8.10.17 У разі нестачі проясненої води на потреби ГЗВ підживлення зовнішньої системи ГЗВ технічною водою допускається шляхом переведення на технічну воду ізольованої групи насосів.

Змішування в насосах і трубопроводах технічної і проясненої води забороняється, за винятком, коли рН проясненої води не перевищує 8,0.

8.10.18 У жухелеві ванни повинна подаватись вода в кількості, достатній для охолодження жухелі. Температура води в жухелевих ваннах не повинна перевищувати 60° С.

8.10.19 Стан змивних і спонукальних сопел в системах ГЗВ необхідно систематично контролювати і, у разі збільшення внутрішнього діаметра більше ніж на 10 % проти початкового, сопла повинні замінюватись.

8.10.20 Тракти ГЗВ або ПЗВ, які виводяться у резерв або у ремонт, повинні бути спорожнені і, за необхідності, промиті водою чи продуті повітрям.

8.10.21 У випадку мінусової температури повітря пульпопроводи і водопроводи системи ГЗВ, які виводяться з роботи, повинні бути своєчасно здреновані для попередження їх заморожування.

8.10.22 Повинен бути організований систематичний (згідно з графіком) контроль за зношуванням золожухелепроводів і своєчасним повертанням труб. Очищення трубопроводів від мінеральних відкладень повинно проводитись у разі збільшення їх гідравлічного опору на 20 % (при незмінній витраті води, пульпи).

8.10.23 У разі виявлення просідання опор трубопроводів ГЗВ необхідно своєчасно, до морозів, підняти опори і поновити ухил трубопроводів у сторону їх дренажування.

8.10.24 Ремонт і заміна устаткування систем ГЗВ і ПЗВ повинні проводитись згідно з графіком, складеним на підставі досвіду експлуатації систем. Вказаний графік повинен бути скоректований у разі зміни умов роботи системи (зміна характеристик палива, кількості працюючих котлів тощо).

8.10.25 Трубопроводи (водопроводи, повітропроводи, пульпопроводи, пневмозолопроводи) повинні мати пікетні позначки через 100 м на всій протяжності. Повинні бути пронумеровані опори трубопроводів, компенсатори, дренажні випуски, повітровипуски, оглядові й технологічні люки, перемикаючі пристрої (арматура, заглушки) і пульповипуски.

8.10.26 Уздовж трас трубопроводів ГЗВ і ПЗВ повинна забезпечуватися можливість проїзду автотранспорту в будь-яку пору року.

8.10.27 На підходах до золожужелевідвалів, по контуру відвалів та басейнів проясненої води, уздовж каналів дренажної (фільтраційної) і проясненої води мають бути встановлені попереджувальні та заборонні знаки.

8.10.28 Заповнення золожужелевідвалів золожежелевою пульпою або в сухому вигляді, а також видача золожужелі із золожужелевідвалів споживачам повинні здійснюватися за проектом і згідно з вимогами інструкції з експлуатації.

Експлуатація дамб золожужелевідвалів та контроль за їх станом повинні здійснюватися згідно з вимогами розділу 7 Правил.

При нарощуванні дамб потрібно використовувати золожужелі золівідвалів. Оцінку їх придатності встановлюють за їх фізико-хімічними властивостями.

8.10.29 Площа і глибини відстійного ставка золожужелевідвалу повинні підтримуватися в межах, що забезпечують достатнє прояснення води. Безпосередньо біля діючих водоскидних колодязів глибина ставка повинна бути не меншою ніж 1 м.

Вміст механічних домішок у проясненій воді, яка повертається в систему ГЗВ, не повинен перевищувати 150 мг/дм³.

Вміст механічних домішок в скидах води з золожужелевідвалів у відкриті водоймища не повинен перевищувати величин, погоджених з санітарними органами.

8.10.30 Золожужелевідвали гідравлічного способу складування повинні мати, як мінімум, дві секції. Кожна гідравлічного способу секція має бути оснащена щонайменше двома, водоскидними колодязями (робочим і резервним).

Забороняється експлуатувати секцію золожужелевідвалу з одним справним водоскидним колодязем.

При сухому способі складування відсипання золожужелі у разі оптимальної вологості повинне виконуватись пошарово з ретельним ущільненням з дотриманням вимог технології відсипання ґрунтових гребель.

8.10.31 Непрацюючі водоскидні колодязі повинні бути зашандорені на 0,5 м нижче геодезичної позначки найнижчої точки гребеня дамби.

На завершальному етапі заповнення золожужелевідвалу робочий водоскидний колодязь повинен бути зашандорений на 0,7 м нижче від мінімальної геодезичної позначки огорожувальної дамби золожужелевідвалу, або ще нижче, залежно від вимог проекту.

8.10.32 Перелив проясненої води в колодязь повинен здійснюватися по всьому периметру водоскидного колодязя.

8.10.33 Для контролю за заповненням гідравлічних золожужелевідвалів один раз на рік повинні виконуватися нівелювання поверхні розташованих вище рівня води золожужелевих відкладень і проміри глибин відстійного ставка по фіксованих створах.

Для золожужелевідвалів сухого способу складування контроль висоти заповнення виконується один раз на рік по всій його площі.

Гранично допустимий рівень заповнення золожужелевідвалів повинен бути позначений віхами (реперами). Відвали, заповнені до граничних проектних позначок, експлуатувати забороняється.

8.10.34 Модернізація золожужелевідвалів, у тому числі нарощування дамб, без затверджених проектів забороняється.

Безпечна, надійна та економічна експлуатація золожужелевідвалів теплових електростанцій повинна забезпечуватись згідно вимог СОУ-Н ЕЕ 27.508:2007.

Для запобігання запилення золожужелевідвалів золожужелевідходи необхідно пошарово ущільнювати та зволожувати.

На золожужелевідвали повинні бути складені паспорти встановленої форми згідно ГКД 34.21.541.

8.10.35 На кожному енергооб'єкті повинні щорічно складатися і виконуватися плани заходів щодо забезпечення надійної роботи системи відведення і складування золи та жухелі. У плани повинні бути включені: графіки огляду і ремонту устаткування, пульпопроводів і трубопроводів проясненої води, графік нарощування дамб, очищення трубопроводів від відкладень, заходи щодо запобігання пиління, консервації і рекультивації відпрацьованих золожужелевідвалів тощо.

Консервація і рекультивація золожужелевідвалів або їх окремих секцій виконується після виведення їх з експлуатації і тільки на підставі затвердженого проекту. Рішення про консервацію або рекультивацію золожужелевідвалу приймає власник об'єкта. Консервація золожужелевідвалів передбачається як тимчасовий захід для захисту від пиління. Розробка жухелі на законсервованому золожужелевідвалі повинна виконуватись тільки на підставі затвердженого проекту.

8.10.36 Не пізніше ніж за 3 роки до закінчення заповнення існуючого золожужелевідвалу енергооб'єктом повинна бути забезпечена наявність проекту будівництва нової ємності.

8.10.37 Засоби вимірювальної техніки, пристрої технологічного захисту, блоків та сигналізації повинні бути справними і періодично перевірятись згідно із затвердженим графіком.

8.10.38 Нові золожужелевідвали сухого або гідравлічного способу складування повинні влаштовуватись протифільтраційним екраном.

Допускається для будівництва нових сухих золожужелевідвалів використовувати існуючі на ТЕС чи ТЕЦ технологічні водні об'єкти (водосховища, ставки), які не використовуються і не плануються використовувати.

Фільтраційні води з золожужелевідвалів повинні перехоплюватись дренажною системою і повертатися в оборотну систему гідрзоложужелевідведення.

При сухому способі складування фільтраційні води, повинні скидатися в передбачений проектом ставок-випарник.

8.10.39 Ємність складу сухої золи приймається у розмірі двохдобового запасу середньорічного виходу золи.

8.10.40 Не допускається розміщення сухих золожужелевідвалів на заболочених територіях, у поймах річок, на ділянках з рівнем ґрунтових вод менше 2 м від поверхні.

8.10.41 Склад сухої золи має бути забезпечений:

- прийманням жухелів та його розподіленням по силосним ємностям з урахуванням фракційного складу (за вимогою споживача);
- зберіганням жухелів та відвантаження його споживачам;
- можливістю внутрішнього складського транспортування жухелів з одного силоса в інший для спорожнення силосу, що виводиться у ремонт;
- аспірацією місць завантаження жухелів у транспорт та очищення відпрацьованого повітря;
- подавання жухелів у систему зовнішнього гідротранспорту (за необхідністю);

8.10.42 Повинні прийматися заходи щодо запобіганню запиленню відкосів та поверхонь відвалів, а саме:

– фізико-механічні: дощування з використанням стаціонарних або пересувних дощувальних установок;

– хімічні: із застосуванням хімічних препаратів здатних створювати на поверхнях, що пиляться, стійкі до дії вітру плівку або корку;

– біологічні: застосовують у разі доведення відміток золожужелевідвалу до проектних або необхідності закріплення поверхонь, що пиляться, на тривалий період.

8.10.43 У зимовий час при транспортуванні на золожужелевідвал та відвантаженні з проміжних бункерів змочених золожужелів необхідно передбачати заходи із запобігання їх змерзання для підтримки їх температури.

8.10.44 Для забезпечення вивезення золожужелі до накопичувача (складу, силосу) необхідно підвести автодорогу або залізничну колію.

8.10.45 Відбір стороннім споживачам золожужелі із золожужелевідвалу дозволено лише в спеціально для цього відведених місцях.

ГЛАВА 8.11 ВИРОБНИЧІ СТІЧНІ ВОДИ

8.11.1 Експлуатація установок для очищення і знешкодження виробничих стічних вод повинна бути організована відповідно до вимог чинних нормативних актів, в тому числі Закону України «Про охорону навколишнього природного середовища», Водного кодексу України, «Правил охорони поверхневих вод від забруднення зворотними водами», ГНД 34.42.401 тощо.

8.11.2 Під час експлуатації установок для очищення і знешкодження виробничих стічних вод повинні забезпечуватись:

– безперебійне та економічне очищення і знешкодження в повному обсязі всіх видів стоків, що утворюються на енергооб'єкті;

– попередження забруднення природних водоймищ та підземних водоносних горизонтів шкідливими речовинами, що містяться в стічних водах;

– створення умов для максимального повторного використання в технологічних циклах усіх видів очищених стічних вод.

8.11.3 Експлуатація установок для очищення і знешкодження виробничих стічних вод повинна бути організована в режимах, що забезпечують:

– навантаження стоками, які не перевищують проектні значення;

– рівномірний розподіл стічних вод, що надходять на очищення, між паралельно діючими спорудами.

8.11.4 Системи відведення стічних вод, забруднених нафтопродуктами, обмивних вод РПП, стічних вод після хімічного очищення устаткування, стічних вод водопідготовчих установок і поверхневого стоку повинні бути повністю ізольованими і не мати зв'язку з іншими системами водовідводу. Переливи і дренажі резервуарів різноманітного призначення в системах збору і очищення цих стічних вод можуть спрямовуватись лише у власні системи відведення і очищення стоків.

8.11.5 Не рідше від одного разу на 5 років повинно проводитись комплексне обстеження кожного енергооб'єкта спеціалізованими організаціями з метою визначення кількості та якості стічних вод, що утворюються, опрацювання заходів

щодо підвищення ефективності їх очищення і знешкодження, а також зменшення загального стокоутворення.

8.11.6 На трубопроводах відводу охолоджувальної води з оливо-охолодників турбін повинні встановлюватись прилади для безперервного визначення вмісту нафтопродуктів. Тимчасово, до встановлення вищевказаних приладів, дозволяється користуватись аналітичними методами визначення вмісту нафтопродуктів у цій воді.

8.11.7 Всі накопичувачі стічних вод, золожузелевідвали, шламосховища і мазутосховища повинні мати постійно діючу мережу спостережних свердловин для контролю за хімічним складом вод розміщеного під ними водоносного горизонту.

8.11.8 Обсяги спостережень за рівнем та хімічним складом підземних вод у районі накопичувачів, відвалів, шламосховищ і мазутосховищ встановлюються державними санітарними нормами.

8.11.9 Для забезпечення нормальної роботи нафтоловників, відстійників (буферних резервуарів), флотаторів і фільтрів слід підтримувати рівномірне подавання на них очищеної води, своєчасне усунування шару нафтопродуктів, що спливали на поверхню води, і осаду, що випав на дно. Крім того, слід своєчасно і в повному обсязі проводити регенерацію фільтрувального матеріалу механічних і вугільних фільтрів.

8.11.10 Тривалість відстоювання стічних вод в нафтоловниках і відстійниках повинна становити щонайменше 2 год, товщина шару нафтопродуктів на поверхні води у вловнику чи приймальному резервуарі не повинна перевищувати 10 см, осад з нафтоловників і приймальних резервуарів потрібно усувати у разі заповнення ним осадкової частини, не допускаючи його накопичення в протічній чи відстійній частині.

8.11.11 Тривалість перебування води в напірному баці флотаційної установки має бути не меншою ніж 5 хв Для ефективного насичення очищуваних стоків повітрям перед флотацією необхідно застосовувати флотаційні (рециркуляційні) насоси з напором від 55 до 75 м. вод. ст. Тривалість перебування очищеної води у флотаторі повинна становити не менше ніж 20 хв Флотаційна піна, що сплила на поверхню води у флотаторі, повинна згрібатись пінозгінними пристроями не рідше ніж через 15 хв

8.11.12 Механічні фільтри для очищення стічних вод від нафтопродуктів повинні бути, як правило, одношаровими і завантажуватись дробленим антрацитом фракції від 1,6 мм до 2,8 мм, а в гіршому випадку – фракції від 0,5 мм до 1,5 мм. Швидкість фільтрації води на механічних фільтрах повинна бути в межах від 4,0 м³/год до 6,5 м³/год Висота завантаження механічних фільтрів дробленим антрацитом має бути не меншою ніж 1 м.

8.11.13 В деяких випадках для очищення стічних вод від нафтопродуктів допускається застосування двошарових механічних фільтрів, завантаження яких складається з дробленого антрациту (керамзиту) і кварцового піску.

У цьому випадку величина зерен верхнього фільтрувального шару двошарового завантаження повинна бути в межах від 0,8 мм до 1,8 мм, а нижнього фільтрувального шару – в межах від 0,5 мм до 1,2 мм.

8.11.14 Швидкість фільтрації води на двошарових механічних фільтрах повинна бути в межах від 6 м³/год до 9 м³/год Загальна висота двошарового завантаження фільтрів повинна бути в межах від 1,0 м до 1,2 м, в тому числі висота нижнього фільтрувального шару повинна бути від 0,6 м до 0,7 м, а верхнього – від 0,4 м до 0,5 м.

8.11.15 Фільтри активованого вугілля повинні завантажуватись активованим вугіллям марки ДАУ або БАУ. Висота завантаження цих фільтрів повинна бути не меншою ніж 2 м.

8.11.16 Для спущування завантажень механічних фільтрів під час регенерації до них має підводитись стиснене повітря з тиском не менше ніж $4,5 \text{ кгс/см}^2$ ($0,45 \text{ Па}$). Інтенсивність промивання завантажень механічних фільтрів гарячою водою ($t > 90^\circ \text{ C}$) під час їхньої регенерації повинна бути на рівні $12 \text{ л/(м}^2 \text{ с)}$, а фільтрів активованого вугілля – $3 \text{ л/(м}^2 \text{ с)}$. Фактична інтенсивність промивання визначається за відсутністю виносу робочої фракції завантажень.

8.11.17 У випадку застосування парової регенерації механічних та вугільних фільтрів вся арматура їх обв'язки має бути сталевую.

8.11.18 Установку для проведення водних обмивань РПП і поверхонь нагріву котлів рекомендується передбачати з автоматичним регулюванням подачі лужного реагенту в обмивні води. При цьому повинно забезпечуватись безперервне подавання в обмивну воду такої кількості лужного реагенту, при якій рН відпрацьованої води не був би нижчим 7.

8.11.19 Усі трубопроводи подачі середовищ в баки-нейтралізатори обмивних вод РПП і вод хімічних промивань теплоенергетичного устаткування переважно заводяться у верхню частину цих баків.

8.11.20 Внутрішні поверхні трубопроводів і ємностей, що контактують з високотемпературними хімічно агресивними стоками, установки для нейтралізації обмивних вод РПП та установки для нейтралізації і знешкодження вод хімічних промивань теплоенергетичного устаткування, повинні бути захищені антикорозійними покриттями, стійкими при температурах до 105° C (асбовініл, емаль ВЛ – 515 та інші).

8.11.21 Технологічними схемами установок для нейтралізації обмивних вод РПП та установок для нейтралізації і знешкодження вод хімічних промивань теплоенергетичного устаткування повинна передбачатись можливість промивання технічною водою і продування стисненим повітрям усіх трубопроводів і ємностей установок.

8.11.22 Установки для нейтралізації обмивних вод РПП, нейтралізації та знешкодження вод хімічних промивань теплоенергетичного устаткування повинні розміщуватись в окремих ізольованих приміщеннях, оснащених припливно-втяжною вентиляцією.

8.11.23 Дощові й талі води з вугільних складів, а також води від продувань замкнених водообігових циклів гідроприбирання і знепилення приміщень паливоподач повинні відводитись в системи гідрозоловідведення.

ГЛАВА 8.12 ТЕПЛОФІКАЦІЙНІ УСТАНОВКИ

8.12.1 Режим роботи теплофікаційної установки (тиск в подавальному і зворотному трубопроводах і температура в подавальному трубопроводі) повинен підтримуватись відповідно до завдання диспетчера теплової мережі або начальника зміни енергооб'єкта (ДТ).

Температура в подавальних трубопроводах водяної теплової мережі відповідно до затвердженого для цієї мережі температурного графіка повинна бути

задана диспетчером теплової мережі або начальником зміни енергооб'єкта (ДТ) за усередненою температурою зовнішнього повітря за проміжок часу 12 год – 24 год, який визначається в залежності від довжини мереж, кліматичних умов, прогнозу погоди та інших факторів.

При розрахунковій витраті мережевої води відхилення параметрів від заданого режиму за головною засувкою енергооб'єкта (електростанції, ДТ) повинні бути не більші:

- температура води, що надходить у теплову мережу, $\pm 4^{\circ}\text{C}$;
- тиск в подавальному трубопроводі, $\pm 0,5\text{ кгс/см}^2$ ($\pm 50\text{ кПа}$);
- тиск в зворотному трубопроводі, $\pm 0,2\text{ кгс/см}^2$ ($\pm 20\text{ кПа}$).

Середньодобова температура зворотної мережної води не повинна перевищувати задану графіком більш ніж на $+4^{\circ}\text{C}$. Зниження температури зворотної мережної води проти графіка не лімітується.

У разі перевищення розрахункової витрати мережної води диспетчер теплової мережі та начальник зміни енергооб'єкта (ДТ) повинні вжити заходів до відновлення розрахункової витрати або відкоригувати режим.

Відхилення тиску і температури пари в колекторах енергооб'єкта, яка подається на теплофікаційні установки, повинні бути не більше ніж $\pm 5\%$ заданих параметрів. Конкретні величини цих відхилень повинні бути зазначені в інструкції з експлуатації (режимній карті) теплофікаційної установки.

8.12.2 Для кожного мережного підігрівника і групи підігрівників на підставі проектних даних і результатів випробувань повинні бути встановлені:

- розрахункова теплова продуктивність і відповідні їй параметри гріючої пари і мережної води;
- температурний напір і максимальна температура підігріву мережної води;
- граничний допустимий тиск із водяної і парової сторін;
- розрахункова витрата мережної води та відповідні їй втрати напору.

Крім того, на підставі даних випробувань повинні бути встановлені втрати напору у водогрійних котлах, трубопроводах і допоміжному устаткуванні теплофікаційної установки за розрахункової витрати мережної води.

Випробування теплофікаційних установок повинні проводитися після введення в експлуатацію наново змонтованих і після капітального ремонту.

На підставі даних випробувань теплофікаційних установок і роботи водяних теплових мереж для опалювального і літнього періодів повинні розроблятися режимні карти роботи цих установок.

8.12.3 Регулювання температури води на виході з мережних підігрівників, на виводах теплової мережі, а також на станціях підмішування повинно здійснюватися плавно зі швидкістю, що не перевищує 30°C/год

8.12.4 Під час роботи мережних підігрівників повинні бути забезпечені:

- контроль за рівнем конденсату і роботою пристроїв автоматичного регулювання рівня;
- контроль за нагріванням мережної води і температурним напором;
- відведення газів, які не конденсуються, з парового простору у повітровідсмоктувальний пристрій або конденсатор турбіни;
- контроль гідравлічної щільності (за якістю конденсату гріючої пари).

8.12.5 Трубна система теплообмінних апаратів повинна перевірятися і періодично за графіком (під час ремонту теплообмінних апаратів) очищатися. Очищення повинно проводитися також у разі підвищення температурного напору понад встановлене значення.

Для захисту трубної системи існуючих, тих, що монтуються та тих, що реконструюються теплообмінних апаратів (мережеві підігрівачі, підігрівачі гарячого водопостачання, калорифери припливних вентиляційних систем і систем кондиціонування повітря) повинні передбачатися засоби захисту від накипоутворення та забруднення.

8.12.6 Підживлювальні-скидні пристрої повинні підтримувати заданий тиск на всмоктувальній стороні мережних насосів в робочому режимі теплових мереж і під час зупини мережних насосів. Повинен бути передбачений захист зворотних трубопроводів від раптового підвищення тиску.

8.12.7 Пристрої для автоматичного включення резерву повинні бути в постійній готовності до дії і періодично за графіком перевірятися.

8.12.8 Установка для підживлення теплових мереж повинна забезпечувати їхнє підживлення хімічно очищеною деаерованою водою в робочому режимі і аварійне підживлення необробленою водою із систем господарсько-питного (для відкритих систем тепlopостачання) або виробничого водопроводу у розмірах, установлених нормами технологічного проектування електричних станцій.

8.12.9 Підживлення теплової мережі водою, що не відповідає нормам згідно з 8.8.4 Правил, може здійснюватися тільки з дозволу чергового диспетчера теплової мережі, а кожен випадок такого підживлення повинен бути відзначений в оперативному журналі з вказівкою причини порушення режиму, кількості поданої води і джерела водопостачання. Крім того, на енергооб'єкті – джерелі тепла, повинен бути узагальнений облік усіх випадків такого підживлення, аналізуватися причини цього, розроблятися і впроваджуватися профілактичні заходи.

8.12.10 Контроль якості мережної води в подавальному і зворотному трубопроводах кожного теплофікаційного виводу повинен здійснюватися за допомогою спеціальних пробовідбірників.

У з'єднаннях трубопроводів підживлювального пристрою з трубопроводами технічної, циркуляційної або водопровідної води повинен бути передбачений контрольний вентиль (кран) між двома закритими і опломбованими засувками. При нормальній роботі теплових мереж контрольний вентиль повинен бути відкритий.

8.12.11 У разі наявності баків-акумуляторів підживлювальної води їхній робочий об'єм і розташування біля джерел тепла і в теплових мережах повинні відповідати ДБН В.2.5-64.

Граничний рівень заповнення баків-акумуляторів, запроектованих без теплової ізоляції, за умови нанесення на них ізоляції повинен бути знижений на висоту, еквівалентну масі теплової ізоляції.

Якщо в якості бака-акумулятора застосований бак для нафтопродуктів, розрахований на густину продукту 0,9 т/м³, робочий об'єм бака повинен бути зменшений на 10%.

8.12.12 Антикоровий захист баків-акумуляторів повинен бути виконаний відповідно до РД 34.40.504.

Експлуатація баків-акумуляторів забороняється без антикоровийного захисту внутрішньої поверхні і підсилюючих зовнішніх конструкцій для запобігання лавиноподібного руйнування баків.

8.12.13 Після закінчення монтажу або ремонту баків-акумуляторів повинні бути проведені випробування відповідно до вимог ДСТУ Б В.2.6-200.2014.

На кожен прийнятий в експлуатацію бак-акумулятор повинен бути складений паспорт.

8.12.14 Усі наново змонтовані баки-акумулятори, а також ті, що вводяться в експлуатацію після ремонту і спорожнення, повинні заповнюватися тільки хімічно очищеною деаерованою водою з температурою не вище ніж 45 °С. Після початку нормальної експлуатації їхнє поповнення може здійснюватися хімічно очищеною деаерованою водою з температурою не більше ніж 95 °С.

Швидкість заповнення баків повинна відповідати пропускну́й здатності вістової труби («дихального» пристрою).

8.12.15 Експлуатація баків-акумуляторів і ємностей запасу забороняється:

– у разі відсутності блоків, що забезпечують повне припинення подачі води в бак (ємність запасу), у разі досягнення її верхнього граничного рівня, а також відключення насосів розрядки у разі досягнення її нижнього граничного рівня;

– якщо баки не обладнані ЗВТ для контролю рівня води і сигналізації граничного рівня переливною трубою, установленою на позначці гранично допустимого рівня заповнення, а також вістовою трубою («дихального» пристрою).

Електрична схема сигналізації повинна випробуватися один раз у зміну із записом в оперативному журналі.

8.12.16 Перевірка стану баків-акумуляторів у процесі експлуатації і визначення їхньої придатності до подальшої експлуатації повинні проводитися щорічно в період відключення установок гарячого водопостачання шляхом візуального огляду конструкції і основи баків, компенсуючих пристроїв трубопроводів, а також вістових труб («дихальних» пристроїв) зі складанням акта.

Інструментальне обстеження конструкцій бака-акумулятора з визначенням товщини стінок і днища повинно виконуватися не рідше ніж один раз на 3 роки відповідно до ГНД 34.21.522-2004.

8.12.17 Технічне діагностування бака-акумулятора повинно виконуватися не рідше ніж один раз на 3 роки.

У технічне діагностування повинні входити:

– вимірювання фактичних товщин листів стінки, покрівлі і днища відповідними технічними засобами вимірювання;

– дефектоскопія основного металу і зварних з'єднань із 100% контролем уторних швів;

– перевірка якості основного металу і зварних з'єднань, механічні властивості і хімічний склад яких повинні відповідати технічним вимогам і умовам на поставання виробника.

8.12.18 Під час визначення придатності бака-акумулятора до подальшої експлуатації за результатами технічної діагностики варто керуватися наступним:

– гранично допустиме стосовно проектно́ї товщини корозійне зношення покрівлі і днища для найбільш зношених ділянок не повинно перевищувати 50 %, для несучих конструкцій покриття (прогонів, балок, зв'язків) і крайок днища – 30 %, для нижньої половини стінок бака – 20 % незалежно від площі зношення;

– у випадку корозійного зношення стінок від 15 % до 20 % проектно́ї товщини подальша експлуатація бака допускається тільки за письмовим наказом технічного керівника енергооб'єкта з підтвердженням розрахунком міцності бака і проведенні щорічного контролю товщини стінок технічними засобами;

– у разі корозійного зношення стінок верхньої половини бака від 20 % до 30 % проектно́ї товщини подальша його експлуатація допускається на термін не більше одного року за умови зниження допустимого верхнього рівня на 1 м нижче корозійнозношеної ділянки з відповідним перенесенням переливної труби і настроюванням системи автоматики на новий рівень заповнення бака.

8.12.19 Експлуатація теплофікаційних трубопроводів, що належать енергооб'єкта (ДТ), повинна бути організована відповідно до вимог цього підрозділу з урахуванням вимог НПАОП 0.00-1.81-18.

Антикорозійне покриття і теплова ізоляція теплофікаційних трубопроводів повинні бути в справному стані.

Технічний огляд теплофікаційних трубопроводів проводяться особою, відповідальною за їх справний стан та безпечну експлуатацію, в наступних випадках:

– зовнішньому оглядові – не рідше одного разу на рік, в процесі роботи трубопроводів;

– зовнішньому оглядові та гідравлічному випробовуванню – перед пуском трубопроводів в експлуатацію, після монтажу або ремонту трубопроводів з застосуванням зварювання, а також перед пуском після знаходження їх на консервації більше двох років.

Технічний огляд теплофікаційних трубопроводів, які відпрацювали розрахунковий термін служби, проводиться в обсязі і порядку, установленому галузевими НД, або уповноваженими організаціями.

8.12.20 Межею теплофікаційного устаткування енергооб'єкта повинно вважатися огороження його території або розділювальні засувки, якщо немає іншої документально оформленої домовленості з експлуатуючою тепловою мережею організацією.

Розділювальні засувки повинні перебувати у віданні енергооб'єкта незалежно від місця їхнього розташування і обслуговуватися його персоналом.

У разі установлення ЗВТ, що належать енергооб'єкта, на ділянці теплової мережі за розділювальними засувками (огороженням території енергооб'єкта) вимірювальні пристрої витратомірів (вимірювальні діафрагми), давачі цих пристроїв, перші запірні вентиля, імпульсні лінії і самі прилади повинні бути у віданні енергооб'єкта і обслуговуватися його персоналом.

8.12.21 Теплофікаційне устаткування повинно ремонтуватися відповідно до графіка, погодженого з організацією, що експлуатує теплову мережу.

ГЛАВА 8.13 ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ

8.13.1 Під час експлуатації теплових мереж повинно бути забезпечене безперебійне постачання споживачів теплоносієм установлених параметрів відповідно до заданого графіка при витіканнях теплоносія і втратах тепла, які не перевищують нормативні.

У разі вичерпання фактичної потужності ДТ і пропускної здатності магістралей теплової мережі приєднання нових (додаткових) споживачів забороняється.

Обслуговування теплових мереж повинно здійснюватися згідно з інструкціями з їх експлуатації, розробленими з урахуванням вимог цих Правил і ГКД 34.20.504 «Теплові мережі. Інструкція з експлуатації».

8.13.2 Межами обслуговування теплових мереж повинні бути:

– з боку енергооб'єкта (ДТ) – межі, установлені відповідно до 8.12.20 Правил;

– з боку споживачів тепла – стінки камер, у яких установлені належні експлуатуючій теплову мережу організації засувки на відгалуженнях тепломережі до споживачів тепла.

Межі обслуговування теплових мереж у кожному конкретному випадку повинні бути оформлені двостороннім актом між експлуатуючою тепловою мережею організацією і організаціями (підприємствами) – споживачами тепла.

В одній тепловій камері (на естакаді) не повинно бути обладнання, що знаходиться у власності або обслуговуванні різних організацій.

8.13.3 Оператор зовнішніх мереж, що експлуатує теплову мережу, повинен здійснювати контроль за технічним станом і справністю трубопроводів, теплових пунктів та іншого устаткування, що знаходиться на балансі споживачів, а також за експлуатаційними режимами теплових пунктів без права втручання в господарську діяльність споживачів тепла.

8.13.4 Організацією, що експлуатує теплову мережу, повинна бути забезпечена справність огорожуючих конструкцій, що перешкоджають доступу сторонніх осіб до устаткування і до запірно-регульовальної арматури; повинен здійснюватися контроль за підтриманням в належному стані шляхів доступу до об'єктів мережі, а також за дорожніми покриттями і плануванням поверхонь над підземними спорудами.

Відстані від огорожуючих конструкцій тепломережі до будівель, споруд повинні відповідати вимогам ДБН В.2.5-39.

Забороняється в охоронній зоні теплових мереж розміщення автозаправних станцій, гаражів, ринків, стоянок тощо.

Теплові вводи в споруди повинні бути загерметизировані.

Планування поверхні ґрунту на трасі теплової мережі не повинно допускати потрапляння поверхневих вод на трубопроводи.

8.13.5 Розкопування траси трубопроводів теплової мережі або проведення робіт поблизу них сторонніми організаціями допускається тільки з дозволу організації, яка експлуатує теплову мережу, і під наглядом спеціально нею призначеної особи.

8.13.6 Експлуатуючою теплову мережу організацією повинні бути складені:

- план теплової мережі (масштабний);
- оперативна та експлуатаційна (розрахункова) схеми;
- п'єзометричні графіки по кожній магістралі теплової мережі.

Щорічно перед початком опалювального періоду повинні корегуватися план, схеми та п'єзометричні графіки відповідно до фактичного стану теплової мережі.

8.13.7 Оперативна схема теплових мереж, а також налагодження автоматики і пристроїв технологічного захисту повинні забезпечувати:

- надійне тепlopостачання споживачів теплоносієм заданих параметрів згідно з укладеними договорами та режимними картами;
- оптимальний поточкорозподіл теплоносія в теплових мережах;
- резервування роботи ділянок теплових мереж;
- можливість здійснення спільної роботи декількох ДТ на об'єднану теплову мережу і переходу у разі необхідності до роздільної роботи ДТ;
- захист від перевищення тиску та температури;
- переважне використання найбільш економічних ДТ.

8.13.8 Усім тепломагістралям, камерам (вузлам відгалуження), підкачувальним, підживлювальним і дренажним насосам, вузлам автоматичного регулювання, нерухомим опорам, компенсаторам і іншим спорудам теплової мережі повинні бути присвоєні експлуатаційні номери, якими вони позначаються на планах, схемах і п'єзометричних графіках.

На експлуатаційних (розрахункових) схемах підлягають нумерації всі приєднані до мережі абонентські системи, а на оперативних схемах, крім того, секціонуюча і запірна арматура.

Арматура, установлена на подавальному трубопроводі (паропроводі), по якому здійснюється подача, повинна бути позначена непарним номером, а відповідна їй арматура на зворотному трубопроводі (конденсатопроводі) – наступним за ним більшим парним номером.

8.13.9 Кожен район теплових мереж або інший експлуатуючий підрозділ чи підприємство повинен мати перелік газонебезпечних теплових камер і прохідних каналів.

Газонебезпечні камери повинні мати спеціальні знаки або розпізнавальне фарбування. Усі газонебезпечні камери і ділянки траси повинні бути позначені на оперативній схемі теплової мережі.

Перед початком робіт у газонебезпечних теплових камерах і прохідних каналах вони повинні бути перевірені з метою визначення відсутності або наявності в них газу.

Нагляд за газонебезпечними камерами повинен здійснюватися відповідно до НПАОП 0.00-1.76-15.

8.13.10 Експлуатуюча теплову мережу організація повинна здійснювати технічне приймання після монтажу або ремонту теплових мереж, теплових пунктів і систем теплоспоживання, що належать споживачу, при цьому споживач повинний виконати гідравлічні випробування на міцність і щільність усього власного устаткування на встановлений НД тиск, який повинен бути не вище максимального допустимого пробного тиску для даних мереж, арматури, нагрівальних приладів.

8.13.11 Експлуатуюча теплову мережу організація повинна здійснювати постійний контроль якості мережної води в подавальному і зворотному трубопроводах магістралі відповідно до вимог 8.8.4.29, виявляти споживачів, які погіршують якість мережної води.

8.13.12 Трубопроводи теплових мереж та систем теплоспоживання до введення їх в експлуатацію після монтажу або капітального ремонту повинні підлягати очищенню:

- паропроводи - продувкою зі скиданням пари в атмосферу;
- водяні мережі в закритих системах тепlopостачання і конденсатопроводи - методом гідропневматичного промивання або іншим методом відповідно до проектної документації;
- водяні мережі у відкритих системах тепlopостачання – методом гідропневматичного промивання або іншим методом, відповідно до проектної документації, і дезінфекції з наступним промиванням питною водою.

Промивання після дезінфекції повинно проводитися до досягнення показників скидної води, які відповідають санітарним нормам на питну воду.

8.13.13 Підключення абонентських теплових мереж і систем теплоспоживання, що не пройшли відповідне очищення і промивання згідно з 8.13.12 Правил, забороняється.

8.13.14 Усі наново змонтовані трубопроводи теплових мереж до введення в експлуатацію повинні підлягати гідравлічним випробуванням на міцність і щільність відповідно до вимог ОТТ-87. «Арматура для обладнання и трубопроводов АЭС. Общие технические требования», НПАОП 0.00-1.81-18.

Нові тепломагістралі від енергооб'єктів (ДТ) протягом першого року експлуатації повинні підлягати випробуванням на розрахункову температуру теплоносія.

8.13.15 Заповнення мережних трубопроводів, їхнє промивання, дезінфекція, включення системи циркуляції, продувка і прогрів паропроводів і операції з пуску водяних або парових теплових мереж, а також будь-які випробування мережі чи окремих її елементів і конструкцій повинні виконуватися під керівництвом відповідального керівника за спеціально розробленою технічною програмою, затвердженою керівником експлуатуючої теплової мережі організації і погодженою з керівництвом енергооб'єкта (ДТ).

8.13.16 Трубопроводи теплових мереж повинні заповнюватися водою з температурою не вище ніж 70° С при відключених системах теплоспоживання.

Експлуатація трубопроводів теплової мережі без пристроїв для спуску і відводу води з кожної секціонованої ділянки забороняється.

8.13.17 Зовнішня поверхня трубопроводів і металевих конструкцій теплових мереж (балки, опори, мачти, естакади тощо) повинна бути захищена стійкими антикорозійними покриттями.

Введення в експлуатацію теплових мереж після закінчення будівництва або капітального ремонту без зовнішнього антикорозійного покриття труб і металевих конструкцій забороняється.

8.13.18 Трубопроводи теплових мереж, арматура, компенсатори і фланцеві з'єднання повинні бути покриті тепловою ізоляцією відповідно до проекту.

Застосування в теплових мережах гідрофільної засипної ізоляції, а також набивної ізоляції у разі прокладання трубопроводів у гільзах (футлярах) забороняється.

8.13.19 Діючі теплові мережі і ті, що знову вводяться в експлуатацію, в зоні дії високих ґрунтових вод і періодично підтоплювані, повинні бути прокладені з попередньо ізольованих трубопроводів. Для будівництва і реконструкції магістральних мереж і розподільних теплових мереж мають бути переважно застосовані попередньо ізольовані трубопроводи.

8.13.20 Прокладні канали, а також великі вузлові камери, в яких встановлене електроустаткування, повинні мати електроосвітлення відповідно до правил улаштування електроустановок.

Приточно-витяжна вентиляція прохідних каналів повинна бути у справному стані.

8.13.21 Усі з'єднання труб теплових мереж повинні бути зварними, за винятком місць установки фланцевої арматури (допускається приварка фланцевої арматури безпосередньо до трубопроводів, але тільки за наявності відповідної технології зварювання).

Використання для арматури і компенсаторів бавовняних і прядив'яних набивок забороняється.

8.13.22 При надземному прокладенні теплових мереж засувки з електроприводами повинні бути розміщені в приміщенні або мати кожухи, які захищають арматуру і електропривід від атмосферних опадів і унеможливають доступ сторонніх осіб.

8.13.23 Забороняється приєднання до теплових мереж установок гарячого водопостачання та їх експлуатація з відсутніми або несправними регуляторами перепаду тиску і регуляторами температури води, а також систем теплопоспоживання з несправними приладами обліку забороняється.

8.13.24 Експлуатуюча теплову мережу організація повинна систематично, за графіком, здійснювати контроль стану будівельних конструкцій, трубопроводів і устаткування, антикорозійного покриття і теплової ізоляції трубопроводів теплової мережі із застосуванням сучасних ЗВТ і методів діагностики. Повинен вестися облік, систематизація і аналіз виявлених дефектів за видами устаткування, визначатися причини, розроблятися і впроваджуватися заходи щодо попередження виникнення дефектів.

Контроль за станом трубопроводів і устаткуванням теплової мережі повинен здійснюватися з урахуванням вимог ОТТ-87. «Арматура для обладнання и трубопроводов АЭС. Общие технические требования», НПАОП 0.00-1.81-18.

Після проведення ремонтно-відновних та інших робіт у місцях їхнього проведення всі будівельні і теплоізоляційні конструкції і антикорозійні покриття теплової мережі повинні бути відновлені і захищені від потрапляння вологи до трубопроводу.

8.13.25 Для контролю за станом устаткування теплових мереж і режимом їхньої роботи регулярно за графіком повинен проводитися обхід трубопроводів і теплових пунктів в тому числі такі, що знаходяться на балансі споживачів.

8.13.26 На водяних теплових мережах і конденсатопроводах повинен бути організований систематичний контроль за внутрішньою корозією трубопроводів

шляхом аналізу мережної води і конденсату, а також за індикаторами внутрішньої корозії, встановлюваними у найбільш характерних точках: на виводах від енергооб'єкта (ДТ), на кінцевих ділянках, у двох-трьох проміжних вузлах магістралі.

У разі перевищення корозійної активності води 0,2 мм/рік рекомендується додатково до існуючих методів вести моніторинг за допомогою корозиметрів. Вимірювання проводити не менше одного разу на місяць. Результати вимірювань заносити в журнал хімічного контролю».

Непрацююча тепла мережа повинна заповнюватися тільки хімічно очищеною деаерованою водою.

8.13.27 З паропроводів насиченої пари конденсат повинен безперервно відводитися через конденсатовідвідники.

Робота конденсатовідвідників на загальний конденсатопровід без установаження зворотних клапанів забороняється.

8.13.28 Секціонувальні засувки і запірні арматура в нормальному режимі повинні бути в повністю відкритому або повністю закритому положенні; регулювати ними витрату теплоносія забороняється.

8.13.29 Середньорічний витік теплоносія з водяних теплових мереж повинен не перевищувати 0,25 % на годину від середньорічного обсягу води в тепловій мережі і приєднаних до неї системах теплоспоживання незалежно від схеми їхнього приєднання (за винятком систем гарячого водопостачання, приєднаних через водопідігрівники та відкритих систем тепlopостачання). Максимальна величина поточної втрати мережевої води повинна вказуватися в режимній карті.

Під час визначення витоку теплоносія не повинна враховуватися витрата води на наповнення теплопроводів I систем теплоспоживання у разі їхнього планового ремонту, підключення нових ділянок мережі і споживачів, проведення випробувань (на міцність і щільність, розрахункову температуру, теплові і гідравлічні втрати).

Виробничий витік - втрати мережевої води з теплових мереж і систем теплоспоживання під час ремонту, випробувань (на міцність, щільність, розрахункову температуру, теплові і гідравлічні втрати) промивання і заповнення нових систем - визначається на підставі відповідних актів.

Невиробничий витік-втрати мережевої води із систем тепlopостачання і систем теплоспоживання – відноситься згідно з їхньою балансовою належністю до власника теплових мереж або власника систем теплоспоживання, який допустив цей витік.

8.13.30 Після ремонту, до початку опалювального періоду, тепла мережа повинна підлягати гідравлічним випробуванням на міцність і щільність відповідно до вимог НПАОП 0.00-1.81-18 для перевірки міцності і щільності трубопроводів, запірної і регулювальної арматури.

Мінімальна величина пробного тиску повинна бути 1,25 робочого тиску.

У цьому випадку значення робочого тиску встановлюється технічним керівником організації, що експлуатує теплові мережі.

Максимальна величина пробного тиску встановлюється розрахунком на міцність згідно з НД, погодженим Державною службою України з питань праці (Держпраці), з урахуванням максимальних навантажень, які можуть прийняти на себе нерухомі опори.

У кожному конкретному випадку значення пробного тиску встановлює технічний керівник організації, що експлуатує теплові мережі, у межах, обумовлених вище.

8.13.31 Для гідравлічних випробувань на міцність і щільність трубопроводів теплових мереж повинні заповнюватися водою з температурою не нижче ніж 5° С і не вище ніж 40° С.

На час проведення випробувань теплової мережі пробним тиском теплові пункти і системи теплоспоживання повинні бути надійно відключені.

8.13.32 Випробуванню на розрахункову температуру теплоносія підлягає вся мережа під час введення її в експлуатацію або, за необхідності, протягом першого опалювального сезону. Випробуванням повинна підлягати вся мережа від ДТ до теплових пунктів систем тепло споживання.

На теплових мережах повинен періодично, за графіком, здійснюватися контроль за тепловими переміщеннями трубопроводів і порівняння фактичних значень при поточних температурах теплоносія їх з розрахунковими значеннями і значеннями, які отримані при пускових випробуваннях. Одночасне проведення випробувань теплових мереж на розрахункову температуру теплоносія і на міцність та щільність забороняється.

8.13.33 Випробування з визначення теплових і гідравлічних втрат у теплових мережах повинні проводитися з періодичністю один раз на 5 років за програмою, затвердженою технічним керівником експлуатуючої теплової мережі організації і погодженою технічним керівником енергооб'єкта (ДТ).

Випробування на розрахункову температуру теплоносія, а також з визначення теплових і гідравлічних втрат повинні проводитися спеціалізованою організацією.

8.13.34 Обсяг і періодичність випробувань теплових мереж на потенціал блукаючих струмів повинні відповідати інструкції з захисту теплових мереж від електрохімічної корозії.

8.13.35 Технологічні захисти під час роботи теплових мереж повинні бути включені постійно.

Відключення пристроїв технологічного захисту під час роботи теплової мережі допускається тільки з дозволу технічного керівника організації, що експлуатує теплову мережу, із записом в оперативній документації в таких випадках:

- у разі виявлення несправності захисту;
- у разі роботи мереж у перехідних режимах;
- для ліквідації наслідків аварій;
- у період ремонту устаткування.

Роботоздатність технологічних захистів повинна періодично перевірятися в терміни і в обсягах, зазначених в інструкціях з експлуатації теплових мереж.

8.13.36 Відпуск тепла у водяних теплових мережах переважно виконується за методом центрального якісного регулювання згідно температурному графіку. Інші методи регулювання (кількісний метод, якісно-кількісний метод) можуть використовуватися за наявності технічного обґрунтування.

За умови наявності гарячого водопостачання температура води в тепловій мережі повинна бути:

- не нижче ніж 70°C – у подавальному трубопроводі теплової мережі для закритих систем гарячого водопостачання ;
- не більше ніж 60°C – у зворотньому трубопроводі теплової мережі для відкритих систем гарячого водопостачання впродовж опалювального періоду;
- не більше ніж 60°C – у трубопроводі теплової мережі , яким здійснюється подача, для відкритих систем гарячого водопостачання в перехідний період.

8.13.37 Гідравлічні режими водяних теплових мереж повинні розроблятися щорічно для опалювального і літнього періодів; для відкритих систем теплопостачання в опалювальний період режими повинні розроблятися за максимального водорозбору з подавального і зворотного трубопроводів і за відсутності водорозбору.

Заходи щодо регулювання витрати води у споживачів повинні бути складені для кожного опалювального сезону.

Черговість спорудження нових магістралей і насосних станцій, передбачених схемою теплопостачання, повинна визначатися з урахуванням реального росту приєднуваного теплового навантаження.

У теплових мережах повинні бути передбачені заходи для забезпечення теплопостачання споживачів у разі виходу з ладу насосних станцій і окремих ділянок основних магістралей.

8.13.38 Під час роботи водяних теплових мереж, для запобігання закипання води при її максимальній температурі, тиск у будь-якій точці подавальної лінії, у трубопроводах і устаткуванні ДТ, теплових пунктів і у верхніх точках безпосередньо приєднаних систем теплоспоживання повинен перевищувати значення тиску закипання води, але не менше, ніж на $0,5 \text{ кгс/см}^2$ (50 кПа).

Тиск води в зворотному трубопроводі водяних теплових мереж під час роботи мережних насосів повинен бути в будь-якій точці не нижче ніж $0,5 \text{ кгс/см}^2$ (50 кПа), але не вище від допустимого для трубопроводів і устаткування ДТ, теплових мереж і теплових пунктів і для безпосередньо приєднаних систем теплоспоживання.

Величини тиску в подавальному і у зворотному трубопроводах повинні бути визначені проектною або налагоджувальною організацією і затверджені технічними керівниками енергооб'єкта (ДТ) і організації, яка експлуатує теплові мережі.

8.13.39 Статичний тиск у системах теплопостачання повинен бути таким, щоб забезпечувалося заповнення водою трубопроводів теплової мережі, а також усіх безпосередньо приєднаних систем теплоспоживання. Статичний тиск повинен бути не вище від допустимого для трубопроводів і ДТ, теплових мереж і теплових пунктів і безпосередньо приєднаних систем теплоспоживання.

Статичний тиск повинен бути визначений умовно для температури води від 1 до 100°C .

Для магістралей віддаленого теплопостачання, що працюють при підвищених температурах мережної води, статичний тиск повинен бути визначений на підставі розрахункової температури води в магістралях.

Якщо статичний тиск в окремих точках мережі перевищує допустимий для устаткування ДТ або систем теплоспоживання, повинен бути забезпечений автоматичний поділ мережі на гідравлічно ізольовані зони, у кожній з яких повинен підтримуватися допустимий тиск.

8.13.40 У випадку аварійного припинення електропостачання мережевих і перекачувальних насосів експлуатуюча теплову мережу організація повинна забезпечити тиск у теплових мережах і системах теплоспоживання в межах допустимого рівня. У разі потенційної можливості перевищення цього рівня повинно бути передбачене установлення спеціальних пристроїв для захисту системи теплопостачання від гідроударів.

Режими, що забезпечують необхідний статичний тиск у системах теплопостачання згідно з 8.13.39, а також забезпечують допустимий рівень тиску в системах теплопостачання у разі аварійного припинення електропостачання мережних і підвищуючих насосів, повинні бути визначені спеціалізованою організацією.

8.13.41 Трубопроводи і устаткування теплових мереж, насосні станції, пункти розсічки (зміни режиму) мережі на гідравлічно ізольовані зони, а також теплові пункти повинні бути оснащені засобами технологічного контролю, автоматичного управління і захисту відповідно до вимог ДБН В.2.5-39.

Забороняється підключення до теплових мереж абонентів, у яких автоматизація теплових пунктів не забезпечує захисту систем теплоспоживання від недопустимого підвищеного тиску або температури мережної води.

8.13.42 Ремонт теплових мереж повинен проводитися відповідно до графіка (плану), затвердженого технічним керівником організації, що експлуатує теплову мережу, погодженого з технічним керівником енергооб'єкта (ДТ).

Графік ремонтних робіт повинен складатися з урахуванням одночасного ремонту трубопроводів теплової мережі і теплових пунктів.

Обсяг планованих ремонтних робіт повинен визначатися на підставі аналізу пошкоджень, періодичних оглядів, діагностики, результатів щорічних гідравлічних випробувань на щільність.

Обсяги затверджуються технічним керівником енергооб'єкта і узгоджуються з підрядчиком.

Організація, що експлуатує теплову мережу, повинна систематично замінити аварійні трубопроводи, а також виконувати інші роботи, спрямовані на підвищення надійності експлуатації устаткування і мереж, ефективності використання відпущеного тепла, зменшення втрат тепла і мережної води.

8.13.43 Організація, яка експлуатує теплову мережу, повинна визначити систему технічного обслуговування устаткування і трубопроводів тепломережі з урахуванням вимог ГКД 34.20.661-2003 і інших НД з експлуатації теплових мереж.

8.13.44 Початок і закінчення опалювального сезону (і пов'язана з цим зміна гідравлічного і теплового режиму роботи теплових мереж і ДТ) встановлюється в кожному регіоні органами місцевого самоврядування, виходячи із сталої середньодобової температури зовнішнього повітря протягом 3 діб не більше ніж плюс 8 °С для початку та не менше плюс 8 °С для закінчення опалювального сезону.

8.13.45 Під час використання попередньо ізольованих труб технічне опосвідчування їх проводиться згідно з НД, розробленими спеціалізованою організацією і погодженими з Держпраці.

8.13.46 Проведення експлуатації власних систем теплоспоживання енергооб'єктів виконується з урахуванням вимог «Правил технічної експлуатації теплових мереж і установок» та ДБН В.2.5-67.

ГЛАВА 8.14

ПЕРЕМИКАННЯ В ТЕПЛОВИХ СХЕМАХ ТЕС І ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ

8.14.1 Усі перемикання в теплових схемах повинні проводитися відповідно до інструкцій з експлуатації енергоустановок і відображатися в оперативній документації.

8.14.2 У випадках, не передбачених інструкціями з експлуатації енергоустаткування, за необхідності участі двох і більше неспівідлеглих виконавців перемикань або енергооб'єктів з перемиканнями, перемикання повинні виконуватися за програмами.

Складні перемикання також повинні виконуватись за програмами або бланками перемикань.

8.14.3 До складних відносяться перемикання під час виконання таких робіт:

- опробування основного і відповідального допоміжного устаткування;
- перевірка працездатності та настроювання запобіжних пристроїв;
- введення в роботу основного устаткування після монтажу або модернізації;
- гідравлічні (пневматичні) випробування устаткування і трубопроводів;
- перемикання в теплових схемах зі складними зв'язками або тривалі в часі;
- спеціальні випробування устаткування;
- зміни теплової схеми електростанції (енергооб'єкта);
- перевірка й випробування нових, нетрадиційних способів експлуатації устаткування;

– на устаткуванні систем, важливих для безпеки.

Ступінь складності перемикачів і необхідність програми або бланків перемикачів для їх виконання визначається технічним керівником енергооб'єкта залежно від особливостей і умов роботи під час перемикачів.

8.14.4 На кожному енергооб'єкті повинен бути розроблений перелік складних перемикачів, затверджений технічним керівником. Перелік повинен коригуватися з урахуванням введення, модернізації або демонтажу устаткування, зміни технологічних схем, схем технологічних захистів і автоматики тощо. Перелік повинен переглядатися не рідше ніж один раз на 3 роки. Копії переліку повинні бути на робочому місці старшого оперативного персоналу цеху (дільниці) і енергооб'єкта.

8.14.5 Технічним керівником енергооб'єкта повинен бути затверджений список осіб з оперативного і оперативно-виробничого персоналу, котрі мають право контролювати виконання складних перемикачів, що проводяться за бланками перемикачів або програмами. Список повинен бути скоригований у разі зміни складу персоналу. Копії списку повинні знаходитися на робочому місці старшого оперативного персоналу цеху і енергооб'єкта.

8.14.6 У бланку перемикачів повинні бути вказані:

- об'єкт перемикачів;
- час початку і закінчення перемикачів;
- умови, необхідні для проведення перемикачів;
- відомості про персонал, який виконує перемикачів;
- послідовність виконання перемикачів;
- положення запірної та регульовальної арматури після закінчення;
- перемикачів;
- персонал, який контролює хід виконання перемикачів і несе за них відповідальність.

Для часто повторюваних типових перемикачів на енергооб'єкті повинні застосовуватися заздалегідь складені типові бланки.

8.14.7 За програмами повинні проводитися перемикачів, не передбачені експлуатаційними інструкціями.

Програма повинна бути затверджена технічним керівником енергооб'єкта, а у разі виходу дії програми за рамки одного енергооб'єкта – технічним керівником енергокомпанії (технічними керівниками, які беруть участь в програмі для енергооб'єктів).

8.14.8 У програмі виконання перемикачів, повинні бути вказані:

- об'єкт перемикачів;
- мета проведення перемикачів;
- умови проведення робіт за програмою;
- заходи з підготовки устаткування до проведення робіт;
- планований час початку й закінчення перемикачів, який може уточнюватися в оперативному порядку;
- оперативний (оперативно-диспетчерський) персонал, який виконує перемикачів;
- персонал, залучений до участі у виконанні перемикачів;
- оперативний (оперативно-диспетчерський) персонал, який керує виконанням перемикачів;
- необхідність інструктажу персоналу на робочому місці, розміщення оперативного персоналу і спостерігачів;
- особи із числа адміністративно-технічного персоналу, відповідальні за виконання перемикачів на кожному енергооб'єкті і особа із числа адміністративно-технічного персоналу, яка виконує загальне керівництво проведенням перемикачів,
- у випадку участі в перемикачів двох і більше енергооб'єктів;

- обов'язки і відповідальність осіб, які вказані в програмі;
- послідовність проведення робіт за програмою;
- схема об'єкта перемикання (за необхідності);
- положення запірної і регулювальної арматури і елементів кіл технологічних захистів і автоматики на кожному конкретному етапі виконання робіт за програмою;
- перелік заходів щодо забезпечення безпечного проведення робіт;
- дія персоналу в разі виникнення аварійної ситуації чи стану, які загрожують життю людей і цілісності устаткування.

8.14.9 Усі роботи за бланками перемикань і програмами повинні проводитись за безпосереднього керівництва перемикальними особою, яка призначається з осіб старшого оперативного персоналу (начальник зміни цеху, начальник зміни енергоблоку, старший машиніст цеху (енергоблоку), старший апаратник хімічного цеху, майстер дільниці теплових мереж).

Власне перемикання повинен робити спеціально проінструктований оперативний персонал і персонал, який залучається до проведення робіт (машиністи, обхідники, апаратники, чергові на дільницях).

- 8.14.10** Забороняється починати планові перемикання в теплових схемах:
- за півгодини до закінчення зміни й у перші півгодини від початку зміни;
 - у разі виникнення аварійної ситуації;
 - у перехідних (нестационарних) режимах;
 - під час проведення випробувань за спеціальними програмами.

8.14.11 Бланки перемикань і програми повинні зберігатися так само, як і інша оперативна документація. Терміни зберігання використаних бланків перемикань і програм повинні бути вказані в інструкції про зберігання службової документації, що розробляється відповідно до чинних НД.

РОЗДІЛ 9 ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ БЕЗПЕКИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ АЕС

ГЛАВА 9.1 ЗАГАЛЬНІ ПРИНЦИПИ, КРИТЕРІЇ І ВИМОГИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ БЕЗПЕКИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ АЕС

ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

9.1.1 Основні принципи, критерії і вимоги забезпечення безпеки АЕС викладені в НП 306.2.141, НП 306.2.145, НП 306.2.02/1.004, НП 306.2.162 та інших НД

9.1.2 АЕС задовольняє умови безпеки, якщо її радіаційний вплив на персонал, населення і навколишнє середовище під час нормальної експлуатації, порушень нормальної експлуатації та проектних аварій не призводить до перевищення встановлених дозових меж опромінення персоналу і населення, нормативів викидів і скидів, умісту радіоактивних речовин у навколишньому середовищі, а також обмежується у випадку запроектованих аварій.

9.1.3 Основною метою безпеки на всіх етапах життєвого циклу АЕС є створення і підтримання комплексу конкретних заходів і дій, спрямованих на забезпечення нормальної експлуатації, запобігання виникненню порушень нормальної експлуатації, аварійних ситуацій, аварій, на запобігання розвитку проектних аварій в запроектовані обмеження наслідків запроектованих аварій.

9.1.4 Виходячи з концепції безпеки, нормами, правилами і стандартами з ядерної та радіаційної безпеки встановлюються принципи, критерії і вимоги безпеки, тобто такі значення параметрів, характеристик і умов, у разі виконання яких забезпечується ядерна і радіаційна безпека АЕС.

9.1.5 Безпека АЕС забезпечується за рахунок послідовної реалізації концепції глибокоешелонованого захисту, заснованої на застосуванні системи фізичних бар'єрів на шляху поширення іонізуючого випромінювання і радіоактивних речовин у довкілля і системи технічних і організаційних заходів щодо захисту бар'єрів і збереження їх ефективності з метою захисту персоналу, населення, довкілля.

СИСТЕМА ФІЗИЧНИХ БАР'ЄРІВ

9.1.6 Система фізичних бар'єрів енергоблока АЕС включає: паливну матрицю, оболонку твелів, границю контуру теплоносія ядерного реактора (ЯР), герметичне огороження реакторної установки (РУ) і біологічний захист. Досягається це шляхом вибору відповідного ядерного палива (ЯП); конструкції і матеріалу оболонок твелів; конструкції і матеріалів РУ, системи діагностики, керуючих і захисних систем контуру теплоносія; конструктивних особливостей гермозони і біологічного захисту.

9.1.7 Під час нормальної експлуатації усі фізичні бар'єри і засоби їхнього захисту повинні бути працездатні. У разі виявлення непрацездатності будь-якого, передбаченого проектом АЕС фізичного бар'єра чи засобів його захисту, відповідно до умов безпечної експлуатації, робота енергоблоку АЕС на потужності забороняється.

СИСТЕМА ТЕХНІЧНИХ І ОРГАНІЗАЦІЙНИХ ЗАХОДІВ

9.1.8 Система технічних і організаційних заходів утворює п'ять рівнів глибокоешелонованого захисту:

- рівень 1. Запобігання порушенням нормальної експлуатації;
- рівень 2. Забезпечення безпеки при порушеннях нормальної експлуатації і запобігання аварійним ситуаціям;
- рівень 3. Запобігання і ліквідація аварій;
- рівень 4. Управління запроектованими аваріями;
- рівень 5. Аварійна готовність і реагування.

Концепція глибокоешелонованого захисту здійснюється на всіх етапах життєвого циклу АЕС. Пріоритетною у цьому випадку є стратегія запобігання виникнення початкових подій, особливо для рівнів 1 і 2.

КУЛЬТУРА БЕЗПЕКИ

9.1.9 Культура безпеки – набір правил та особливостей діяльності організацій і окремих осіб, який встановлює, що проблемам безпеки АЕС, як найбільш пріоритетним, приділяється увага, обумовлена їхньою значимістю.

9.1.10 Для усіх видів діяльності, для організацій і окремих осіб на всіх рівнях увага до безпеки включає:

- особисте усвідомлення важливості безпеки;
- знання і компетентність, які забезпечуються підготовкою та інструкціями для персоналу, а також його самопідготовкою;
- відданість, що вимагає демонстрації високого пріоритету безпеки на рівні старших керівників і визнання спільної мети безпеки окремими особами;
- мотивацію за допомогою методів керівництва, постановки мети і створення системи заохочень та стягнень і шляхом формування внутрішньої позиції окремих осіб;
- відповідальність через формальне встановлення й опис посадових обов'язків і розуміння їх окремими особами;

– нагляд, який поєднує практику ревізій і експертиз з готовністю реагувати на критичну позицію окремих осіб.

9.1.11 Культура безпеки стосовно безпосередньої експлуатації енергоблоків АЕС повинна ґрунтуватися на суворому дотриманні функціонально правильно створеної ієрархічної структури адміністративного і технічного керування, на суворому дотриманні вимог інструкцій з експлуатації устаткування, чіткому зваженому підході персоналу до виконання конкретних дій, розумінні кожною особою відповідальності за забезпечення безпеки АЕС як життєво важливої справи.

ГЛАВА 9.2. ДЕРЖАВНЕ РЕГУЛЮВАННЯ БЕЗПЕКИ АЕС

9.2.1 Державне регулювання ядерної та радіаційної безпеки АЕС здійснюється органами державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки, повноваження яких визначені законами України «Про використання ядерної енергії та радіаційну безпеку», «Про дозвільну діяльність у сфері використання ядерної енергії», постановами Кабінету Міністрів України від 20 серпня 2014 р. № 363 «Про затвердження Положення про Державну інспекцію ядерного регулювання України» (із змінами), від 8 червня 2016 р. № 358 «Про функціонування територіальних органів Державної інспекції ядерного регулювання» та від 13 листопада 2013 р. № 824 «Про затвердження Порядку здійснення державного нагляду за дотриманням вимог ядерної та радіаційної безпеки».

9.2.2 Крім органів державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки, державне регулювання у сфері використання ядерної та радіаційної безпеки здійснюється в межах своїх функцій, прав і відповідальності іншими центральними органами виконавчої влади.

9.2.3 Експлуатуюча організація й адміністрація АЕС зобов'язані інформувати у встановленому порядку органи державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки про всі випадки порушення безпечної експлуатації АЕС, систематизувати і надавати їм усю інформацію про всі випадки порушення нормальної експлуатації систем і елементів, важливих для безпеки.

9.2.4 Підприємства та організації будь-якої форми власності, що виконують роботи чи послуги на кожному з етапів життєвого циклу АЕС, зобов'язані за вимогою органів державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки надавати їм інформацію з питань, які належать до їхньої компетенції.

9.2.5 Будь-який випадок порушення безпечної експлуатації АЕС повинен бути розслідуваний у встановленому порядку, визначена й усунута причина порушення, зроблені експертні висновки, розроблені технічні й організаційні заходи щодо запобігання порушень, аналогічних виявленим.

ГЛАВА 9.3 ОСНОВНІ ФУНКЦІЇ ЕКСПЛУАТУЮЧОЇ ОРГАНІЗАЦІЇ АЕС

9.3.1 Експлуатуюча організація має повноваження і повинна мати фінансові, матеріальні та інші ресурси, необхідні й достатні для здійснення своєї діяльності і безумовного забезпечення ядерної і радіаційної безпеки на будь-якому етапі життєвого циклу АЕС.

9.3.2 Експлуатуюча організація несе повну відповідальність за безпеку АЕС, в тому числі за заходи щодо попередження аварій, зниження чи ліквідації наслідків аварій у випадку їхнього виникнення, облік і контроль ЯП та інших радіоактивних

матеріалів, охорону навколишнього середовища і контроль за його станом у санітарно-захисній зоні й у зоні спостереження, за фізичний захист АЕС, за використання АЕС тільки для тих цілей, для яких вона була спроектована і побудована, а також забезпечує безпеку на будь-якому етапі життєвого циклу АЕС і виконання вказаних заходів.

9.3.3 Експлуатуюча організація не може вдаватися до дій чи демонстрації намірів, що можуть спонукати персонал до порушення вимог Закону України «Про використання ядерної енергії та радіаційну безпеку», норм, правил і стандартів, які регламентують безпеку АЕС.

9.3.4 Експлуатуюча організація отримує ліцензії на здійснення окремих видів діяльності в сфері використання ядерної енергії, якщо ці види діяльності не ввійшли у ліцензії на здійснення діяльності на певному життєвому циклі ядерної установки.

9.3.5 Експлуатуюча організація забезпечує розроблення технологічного регламенту з експлуатації енергоблоків АЕС із залученням підприємств і організацій, що брали участь у проектуванні енергоблоків, а також у конструюванні і виготовленні устаткування для них.

9.3.6 Експлуатуюча організація розробляє і надає органам державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки звіти з аналізу безпеки (ЗАБ) енергоблоку з урахуванням змін у проекті під час будівництва, внесених змін за результатами пуско-налагоджувальних робіт, фізичного й енергетичного пусків, а також у процесі експлуатації АЕС під час переоцінки безпеки; надає інформацію у встановленому порядку про стан безпеки АЕС

9.3.7 Експлуатуюча організація організовує підготовку плану заходів із захисту персоналу у випадку аварії на ядерній установці, забезпечення постійної готовності до їх реалізації; розроблення і забезпечення постійної готовності до реалізації плану заходів з мобілізації галузевих ресурсів і надання допомоги АЕС на випадок аварії; реалізацію заходів щодо захисту персоналу і населення у випадку аварії на ядерній установці або у разі використання джерел іонізуючого випромінювання (ДІВ).

9.3.8 У випадку аварії експлуатуюча організація зобов'язана безперервно з моменту початку аварії вести контроль і прогноз виходу радіоактивних речовин за межі ЯР або об'єкта, призначеного для поводження з радіоактивними відходами (РАВ), і інформувати про це відповідні органи і організації у встановленому порядку.

9.3.9 Експлуатуюча організація забезпечує впровадження і удосконалення системи якості. Розробляє і виконує заходи із забезпечення якості на всіх етапах життєвого циклу АЕС. Здійснює контроль програм забезпечення якості діяльності підприємств (організацій), які надають послуги для АЕС.

9.3.10 Експлуатуюча організація виконує періодично переоцінку безпеки кожного енергоблока АЕС у терміни, встановлювані органами державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки, але не рідше ніж один раз на 10 років, і надає їм звіти про переоцінку безпеки. На підставі результатів переоцінки безпеки енергоблока АЕС визначаються межі й умови його подальшої експлуатації.

9.3.11 Експлуатуюча організація організовує:

- забезпечення АЕС свіжим ЯП, запасними частинами, засобами вимірювальної техніки (ЗВТ), НД, матеріально-технічними ресурсами;
- метрологічне забезпечення експлуатації енергоблоків АЕС відповідно до Закону України «Про метрологію та метрологічну діяльність» та інших нормативно-правових актів України з метрології;

- забезпечення АЕС науково-технічною підтримкою безпечної експлуатації і необхідними НД з безпеки;
- збір, аналіз і систематизацію інформації про відмови устаткування і помилкові дії персоналу на АЕС, оперативну передачу цієї інформації органам державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки, іншим зацікавленим організаціям в установленому порядку;
- розроблення й узгодження з органами державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки проектів зняття енергоблоків АЕС з експлуатації.

9.3.12 Експлуатуюча організація забезпечує:

- безпечне для персоналу і населення зберігання і використання ЯП, а також безпечне поводження з радіоактивними матеріалами й утилізацію РАВ;
- контроль за діяльністю, важливою для безпеки, на всіх етапах життєвого циклу АЕС; формування на АЕС структури відомчого нагляду за дотриманням вимог норм, правил і стандартів з безпеки в атомній енергетиці;
- готовність технічних засобів і служб для ліквідації аварій у випадку їх виникнення;
- облік індивідуальних доз опромінення персоналу.

9.3.13 Експлуатуюча організація організовує фізичний захист і режим секретності АЕС.

9.3.14 Експлуатуюча організація виконує добір і підготовку персоналу, відповідального за забезпечення безпеки ядерних установок і ДІВ.

9.3.15 Експлуатуюча організація встановлює вимоги щодо кваліфікації персоналу залежно від його відповідальності за безпечне використання ядерної установки (ЯУ), джерела іонізуючого випромінювання (ДІВ) і контроль за ними та за належну експлуатацію устаткування, пов'язану із забезпеченням безпеки. Узгоджує вимоги відносно кваліфікації ліцензованого персоналу АЕС з органами державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки (перелік посад і спеціальностей для працівників АЕС, які безпосередньо здійснюють керування РУ і які повинні одержати ліцензії на здійснення цієї діяльності, встановлює Кабінет Міністрів України).

ГЛАВА 9.4 УПРАВЛІННЯ ЯКІСТЮ

9.4.1 Усі види діяльності, які впливають на безпеку АЕС на етапах її життєвого циклу, повинні бути об'єктами системи управління якістю.

9.4.2 Політика експлуатуючої організації щодо якості повинна бути гармонізована із загальною стратегією, відображати наміри і спрямованість діяльності експлуатуючої організації, бути основою для формування цілей у сфері якості, офіційно сформульованих вищим керівництвом, містити зобов'язання щодо задоволення вимог та постійного поліпшування системи управління якістю.

9.4.3 Експлуатуюча організація повинна розробити, з забезпеченням функціонування, систему управління якістю, яка враховує всі етапи життєвого циклу ядерної установки, вимоги державних стандартів і НД у сфері якості.

Експлуатуюча організація повинна розробити і підтримувати в актуальному стані загальне керівництво з якості. АЕС повинні розробляти і підтримувати в актуальному стані настанови з якості, що відображають особливості своєї організаційної структури і не суперечать загальній настанові з якості експлуатуючої

організації, а також документовані методики (процедури, програми, положення, настанови) щодо якості виконання основних процесів і робіт

9.4.4 Експлуатуюча організація повинна визначити порядок оцінки діяльності організацій, що постачають продукцію і виконують роботи чи послуги для АЕС.

9.4.5 Якість діяльності і послуг, виконуваних організаціями для АЕС, повинна забезпечуватися створенням і функціонуванням в них системи управління якістю.

9.4.6 Програми забезпечення якості під час проектування, розроблення і виготовлення РУ, устаткування і систем, важливих для безпеки, під час проектування і спорудження енергоблока, постачання продукції і послуг повинні розроблятися організаціями, які виконують зазначені роботи.

9.4.7 Кожна програма забезпечення якості повинна бути розроблена, затверджена і введена в дію наказом по організації до початку передбачених нею робіт.

9.4.8 Оцінка ефективності функціонування системи управління якістю повинна здійснюватися шляхом аудитів систем управління якістю та перевірок підрозділів АЕС і, за необхідності, організацій, які виконують роботи чи послуги для АЕС за договорами з АЕС чи експлуатуючою організацією.

9.4.9 Періодичність і порядок проведення аудитів систем управління якістю та перевірок повинні бути визначені затвердженими відповідними графіком і положенням.

За результатами оцінювання повинні вживатися коригувальні дії щодо підтримки необхідного рівня забезпечення якості.

ГЛАВА 9.5 КОНТРОЛЬ ТА ІНСПЕКЦІЇ ЕКСПЛУАТУЮЧОЇ ОРГАНІЗАЦІЇ ВИКОНАННЯ ВИМОГ ПРАВИЛ І НОРМ З БЕЗПЕКИ АЕС

9.5.1 Завданням і метою контролю та інспекцій експлуатуючої організації є забезпечення надійної, безпечної й економічної експлуатації енергоблоків АЕС шляхом виконання таких заходів:

- контролю та інспекцій дотримання на АЕС вимог правил, норм, інструкцій з експлуатації устаткування і програм забезпечення якості виконання робіт на всіх етапах життєвого циклу енергоблоків АЕС;
- контролю та інспекцій за усіма видами діяльності, важливими для безпеки АЕС, у тому числі й організацій, які виконують роботи для і на АЕС;
- участі в розробленні і реалізації наново введених НД щодо забезпечення безпеки і якості виконуваних робіт на АЕС;
- контролю радіаційного стану навколишнього середовища в санітарно-захисній зоні й у зоні спостереження;
- контролю готовності до реалізації плану заходів щодо захисту персоналу і населення у випадку виникнення запроектованих аварій і готовності персоналу до керування запроектованими аваріями;
- контролю за недопущенням використання АЕС в інших цілях, крім тих, для яких вона була спроектована і побудована.

9.5.2 Контроль та інспекції експлуатуючої організації повинні бути спрямовані на виявлення і попередження причин розвитку недоліків у системі забезпечення

безпеки, надійності, ефективності роботи АЕС і в системі якості виконання робіт на всіх етапах життєвого циклу АЕС.

9.5.3 За результатами контролю та інспекцій експлуатуючої організації повинні розроблятися і реалізовуватися коригувальні заходи щодо усунення виявлених порушень (невідповідностей) у забезпеченні безпеки, надійності, ефективності та якості виконання робіт на АЕС, контроль за виконанням яких здійснює експлуатуюча організація.

ГЛАВА 9.6 УПРАВЛІННЯ СТАРІННЯМ ТА ДОВГОСТРОКОВА ЕКСПЛУАТАЦІЯ ЕНЕРГОБЛОКІВ АЕС

9.6.1 На етапах життєвого циклу АЕС ЕО розробляються та впроваджуються на системній основі відповідні організаційно-технічні заходи з управління старінням елементів і конструкцій, важливих для безпеки, на основі затверджених і узгоджених у встановленому порядку ПУС енергоблоків та ПУС для окремих елементів і конструкцій АЕС, в склад яких включається визначений перелік елементів і конструкцій, що підлягають управлінню старінням.

9.6.2 ЕО реалізовує підхід до УС, заснований на аналізі та оцінці ефектів старіння і прогнозуванні розвитку деградації елементів і конструкцій за напрямками:

- врахування змін міжнародних і національних вимог та стандартів;
 - вивчення досягнень у розвитку знань, технологій;
 - виявлення механізму деградації;
 - визначення ефекту старіння та місцезнаходження ефекту старіння на елементі, конструкції;
 - засоби і методи контролю деградації та аналіз результатів контролю;
 - заходи з пом'якшення/стримування деградації;
 - аналіз старіння, що визначає строк служби;
 - аналіз ефективності програми управління старінням.
- Звіти про реалізацію ПУС періодично надаються в Держатомрегулювання.

9.6.3 ЕО не пізніше ніж за 3 роки до закінчення строку експлуатації енергоблока, вказаного у ліцензії на провадження діяльності на етапі життєвого циклу «експлуатація ЯУ», погоджує з Держатомрегулювання прийняте рішення щодо здійснення організаційно-технічних заходів (у тому числі з періодичної переоцінки безпеки) з визначеним варіантом підготовки та програмою підготовки енергоблока АЕС до ДСЕ, до складу якої включається визначений перелік елементів і конструкцій, щодо яких мають бути виконані заходи з продовження терміну експлуатації для підготовки енергоблока АС до ДСЕ (далі - Перелік ДСЕ).

9.6.4 ЕО розробляє типові програми ОТС з метою оцінки можливості експлуатації елементів і конструкцій у період ДСЕ (для однотипних елементів і конструкцій), які погоджуються з Держатомрегулюванням. На основі типових програм розробляються робочі програми для окремих елементів і конструкцій енергоблока АС. У випадку відсутності типової програми ОТС допускаються розробка та використання робочих програм, узгоджених з Держатомрегулюванням. У випадку відсутності робочої програми ОТС допускається виконання робіт згідно типової програми ОТС.

9.6.5 Згідно СОУ-Н ЯЕК 1.004:2007 результати періодичної переоцінки безпеки з висновками про рівень безпеки і можливість продовження експлуатації енергоблока протягом обґрунтованого строку викладаються в ЗППБ з урахуванням наступних факторів безпеки, що аналізуються:

- проект енергоблока;
- поточний технічний стан систем і елементів;
- кваліфікація обладнання;
- старіння;
- аналіз внутрішніх і зовнішніх подій;
- детерміністичний аналіз безпеки;
- імовірнісний аналіз безпеки;
- експлуатаційна безпека;
- організація і управління;
- експлуатаційна документація;
- людський фактор;
- використання досвіду однотипних АЕС і результатів наукових досліджень;
- аварійна готовність і планування;
- вплив на навколишнє середовище.

9.6.6 ЕО не пізніше двох років до планового строку поновлення експлуатації енергоблока подає до Держатомрегулювання заяву (разом із ЗППБ) на право провадження діяльності на етапі життєвого циклу «експлуатація ЯУ» у зв'язку із забезпеченням ДСЕ енергоблока АЕС.

9.6.7 На основі розгляду ЗППБ, впроваджених організаційно-технічних заходів та підсумків проведеного комплексного інспекційного обстеження готовності ЕО до здійснення діяльності з довгострокової експлуатації, Держатомрегулювання приймає рішення щодо можливості провадження подальшої діяльності на етапі життєвого циклу, у разі необхідності, внесення змін до ліцензії на право здійснення діяльності «експлуатація ядерної установки».

9.6.8 ЕО при впровадженні заходів і рішень щодо управління старінням та довгострокової експлуатації енергоблоків АЕС також дотримується вимог НП 306.2.210-2017 та інших стандартів»

ГЛАВА 9.7 ПОПЕРЕДЖЕННЯ І ЛІКВІДАЦІЯ НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЙ НА АЕС

9.7.1 Адміністрація АЕС і Експлуатуюча організація повинні постійно підтримувати рівень аварійної готовності, необхідний для забезпечення ефективного реагування на аварії і інші небезпечні події.

9.7.2 Аварійним планом АЕС повинно бути визначене коло задач, установлений порядок функціонування, наявні в експлуатуючій організації сили і засоби, і які залучаються у випадку надзвичайних ситуацій на АЕС, тобто передбачена система готовності і реагування на аварії і надзвичайні ситуації на АЕС (далі – САР).

9.7.3 Основними задачами САР експлуатуючої організації є попередження і ліквідація надзвичайних ситуацій на АЕС у випадку їхнього виникнення, захист персоналу, населення, навколишнього, середовища від радіаційного впливу й інших негативних проявів шляхом:

- підтримка необхідного рівня аварійної готовності;
- реагування на аварії і надзвичайні ситуації на АЕС, включаючи реалізацію заходів із захисту персоналу, населення і навколишнього середовища;
- реагування на аварії під час перевезення радіоактивних матеріалів, в яких вантажовідправником є ДП «НАЕК «Енергоатом».

9.7.4 Основними елементами САР на кожному з її рівнів є:

- нормативно-правова база;
- аварійні плани і плани аварійного реагування;
- аварійні організаційні структури;
- засоби аварійного реагування;
- система підготовки персоналу і протиаварійних тренувань;
- система взаємодії із зовнішніми організаціями.

9.7.5 На кожній АЕС повинна передбачатися власна САР, структура якої визначається адміністрацією АЕС за узгодженням з експлуатуючою організацією і яка має бути підсистемою САР експлуатуючої організації. Експлуатуюча організація разом з адміністрацією АЕС повинні бути у постійній готовності щодо реалізації аварійного плану АЕС в разі потреби.

9.7.6 Рішення про переведення САР до відповідного режиму функціонування приймається згідно з «Основними положеннями організації системи готовності та реагування ДП «НАЕК «Енергоатом» на аварії та надзвичайні ситуації на АЕС», що розробляється експлуатуючою організацією і погоджується в установленому порядку з Держатомрегулювання України, Міненерговугілля, МОЗ України, ДСНС України.

9.7.7 Для перевірки функціонування і готовності САР експлуатуючої організації та САР на АЕС повинні проводитись тренування:

- спільні з Дирекцією ДП «НАЕК «Енергоатом» загальностанційні протиаварійні тренування – 1 раз на 3 роки для кожної АЕС;
- загальностанційні – 1 раз на рік;
- тренування аварійних груп (бригад) – 2 рази на рік.

З метою відпрацювання, закріплення та перевірки навичок виконання оперативним персоналом, в обов'язки якого входить прийняття рішень і виконання дій з оперативного управління та експлуатаційного обслуговування електроустановок електричних станцій та мереж, повинні проводитись тренування:

- загальностанційні або блочні – 1 раз на рік з кожною зміною;
- цехові – 3 рази на рік з кожною зміною.

9.7.8 У проекті АЕС передбачаються захисні споруди для укриття персоналу та інших осіб, що знаходяться на момент аварії на площадці АЕС.

9.7.9 Комісією з надзвичайних ситуацій повинні бути підготовлені і задіяні, у разі необхідності, варіанти погоджених дій міжгалузевих сил і засобів для ліквідації надзвичайної ситуації на АЕС залежно від величини й характеру її наслідків.

ГЛАВА 9.8

ЗНЯТТЯ АЕС (ЕНЕРГОБЛОКА АЕС) З ЕКСПЛУАТАЦІЇ

9.8.1 Зняття з експлуатації енергоблока АЕС – етап життєвого циклу ядерної установки, який починається після завершення вироблення енергії та обумовлений закінченням призначеного строку експлуатації або рішенням про дострокове припинення експлуатації енергоблока.

9.8.2 Пропозиції щодо зняття з експлуатації АЕС (енергоблока АЕС) до вичерпання встановленого у проекті ресурсу або щодо обмеження проектних техніко-економічних показників їх роботи можуть вноситися органом управління та власниками за наявності відповідних обґрунтувань, узгоджених з органом державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки.

Рішення про дострокове зняття з експлуатації АЕС (енергоблока АЕС) затверджується органами державної влади, які приймали рішення про будівництво, і доводиться до відома експлуатуючої організації не пізніше як за два роки до початку зазначених дій.

9.8.3 Зняття з експлуатації АЕС (енергоблока АЕС) здійснюється з метою досягнення умов, які дозволять забезпечити повторне використання його території. При знятті з експлуатації енергоблока АЕС (енергоблока АЕС) досягається повне або обмежене звільнення від регулюючого контролю.

9.8.4 Вимоги до зняття з експлуатації АЕС (енергоблока АЕС) встановлені НП 306.2.02/1.004, НП 306.2.141 та НП 306.4.194.

ГЛАВА 9.9 ФІЗИЧНИЙ ЗАХИСТ АЕС

9.9.1 Фізичний захист – діяльність у сфері використання ядерної енергії, спрямована на забезпечення захищеності ядерних установок, ядерних матеріалів, радіоактивних відходів, інших джерел іонізуючого випромінювання та на зміцнення режиму нерозповсюдження ядерної зброї.

Система фізичного захисту ядерних установок, ядерних матеріалів, радіоактивних відходів, інших джерел іонізуючого випромінювання - сукупність організаційно-правових та інженерно-технічних заходів, що здійснюються з метою створення умов, спрямованих на мінімізацію можливості вчинення диверсії, крадіжки або будь-якого іншого неправомірного вилучення радіоактивних матеріалів та зміцнення режиму нерозповсюдження ядерної зброї.

9.9.2 Фізичний захист АЕС є невід’ємною частиною державної системи заходів для забезпечення національної безпеки України. Відповідальність за забезпечення фізичного захисту АЕС несе експлуатуюча організація

9.9.3 Державне регулювання фізичного захисту ядерних матеріалів і ЯУ здійснює орган державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки.

Порядок державного регулювання фізичного захисту ядерних матеріалів і ЯУ визначає Кабінет Міністрів України.

9.9.4 Цілями фізичного захисту ядерних установок, ядерних матеріалів, радіоактивних відходів, інших джерел іонізуючого випромінювання (далі – фізичний захист) є:

- створення умов, спрямованих на мінімізацію можливості вчинення диверсії, крадіжки або будь-якого іншого неправомірного вилучення радіоактивних матеріалів та зміцнення режиму нерозповсюдження ядерної зброї;
- сприяння здійсненню заходів з розшуку та повернення зниклих ядерних матеріалів, радіоактивних відходів, інших джерел іонізуючого випромінювання та зведення до мінімуму радіологічних наслідків диверсії.

9.9.5 Система фізичного захисту АЕС діє винятково в її межах і повинна:

- визначатися після вибору місця під будівництво АЕС;
- вводитися з початку будівництва; змінюватися, у разі потреби, у процесі будівництва кожної окремої черги;
- забезпечувати протидію незаконному проникненню ззовні та несанкціонованим діям осіб, що перебувають у зонах обмеження доступу, характеристики яких визначені проектною загрозою;
- оцінювати і враховувати обстановку навколо АЕС;
- створюватися з урахуванням проектною загрози, принципів диференційованого підходу і глибоко ешелонованого захисту.

9.9.6 Завданнями системи фізичного захисту є:

- запобігання здійсненню незаконних дій (або бездіяльності) потенційним правопорушником щодо ядерної установки та ядерних матеріалів;
- виявлення вторгнення правопорушників у зони обмеження доступу;

- затримка просування правопорушників у зонах обмеження доступу;
- реагування на дії правопорушників;
- пом'якшення наслідків незаконних дій щодо ядерної установки та ядерних матеріалів.

Загальні вимоги до систем фізичного захисту встановлені в НП 306.8.146-2008.

9.9.7 Фізичний захист АЕС повинен створюватися з дотриманням законодавчих і нормативно-правових актів України, не повинен суперечити умовам нормального функціонування АЕС і не перешкоджати попередженню і ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій у випадку їхнього виникнення.

9.9.8 Рівень фізичного захисту – це сукупність регламентованих мінімально необхідних умов для визначення, створення та технічного переоснащення системи фізичного захисту ядерних установок, ядерних матеріалів, радіоактивних відходів, інших джерел іонізуючого випромінювання та об'єктів, призначених для поводження з радіоактивними відходами, які забезпечують здатність системи протистояти потенційним правопорушникам, властивості та характеристики яких визначені в проектній загрозі для ядерних установок, ядерних матеріалів, радіоактивних відходів, інших джерел іонізуючого випромінювання в Україні.

9.9.9 Система фізичного захисту створюється, виходячи з принципів:

- глибокоешелонованого захисту;
- диференційованого підходу;
- збалансованого захисту;
- мінімальних наслідків при відмові одного елемента системи.

9.9.10 Усі технічні засоби системи фізичного захисту повинні бути сертифіковані у встановленому порядку.

9.9.11 Модернізація (удосконалення) діючих інженерно-технічних засобів фізичного захисту здійснюється за умови безперервного забезпечення існуючого рівня фізичного захисту.

9.9.12 Безпосереднє проведення заходів щодо фізичного захисту покладається на підрозділ з організації і забезпечення фізичного захисту АЕС.

9.9.13 З метою попередження і припинення спроб здійснення або вчинення диверсії або інших незаконних дій на кожній АЕС розробляється план взаємодії всіх структур виконавчої влади і підрозділів, задіяних у системі заходів з фізичного захисту

Перевірка плану взаємодії відбувається шляхом проведення відповідних спільних навчань у термін, погоджений з усіма органами виконавчої влади і юридичними особами, задіяними в цьому плані.

9.9.14 У випадку виявлення ознак стороннього втручання у вразливі місця АЕС, зникнення ядерного матеріалу чи його частини, а також виникнення аварійних ситуацій, причиною яких можуть бути несанкціоновані чи злочинні дії, підрозділом з організації і забезпечення фізичного захисту АЕС вживаються заходи з метою збереження всіх слідів стороннього втручання (якщо це не загрожує безпеці персоналу АЕС, населення і навколишнього середовища) до прибуття представників правоохоронних органів і негайно проводиться службове розслідування.

РОЗДІЛ 10 СПЕЦІАЛЬНЕ УСТАТКУВАННЯ АЕС

ГЛАВА 10.1 ЯДЕРНЕ ПАЛИВО. ТРАНСПОРТНО-ТЕХНОЛОГІЧНІ ОПЕРАЦІЇ

10.1.1 Під час експлуатації АЕС повинні забезпечуватися:

– ядерна і радіаційна безпека на всіх етапах (стадіях) поводження з ЯП і його використання (транспортування, зберігання, завантаження, використання в робочому циклі, перевантажування, зберігання відпрацьованого ЯП в БВ та сховищах і відправлення відпрацьованого ЯП на зберігання і переробку за межі АЕС);

- 100% облік ЯП і його руху (переміщення) у межах АЕС;
- фізичний захист щодо збереження ЯП;
- приймання свіжого ЯП від постачальників і його зберігання на АЕС;
- своєчасна доставка і подача ЯП на перевантажування ЯР;
- необхідний запас свіжого ЯП для безперебійної роботи РУ;
- тимчасове зберігання на АЕС і відправлення на зберігання до сухого сховища ядерного палива та/або на переробку відпрацьованого ЯП.

10.1.2 Наказом керівника АЕС повинні бути призначені особи, відповідальні за облік та контроль місцезнаходження кожної одиниці свіжого і відпрацьованого ЯП під час його отримання, зберігання і переміщення в межах АЕС

10.1.3 Транспортування свіжих чи відпрацьованих тепловиділяючих збірок (ТВЗ) у межах території АЕС чи поза нею повинно виконуватися тільки з використанням спеціально оснащених для перевезення ЯП транспортних засобів, контейнерів та інших пристосувань відповідно до НП 306.6.124, НП 306.2.105, ПНАЭ Г-14-029.

Транспортно-технологічне устаткування повинно розміщатися в штатних місцях зберігання.

10.1.4 Під час укладення договору на постачання свіжого ЯП у ньому повинні бути приведені конкретні дані про тип (модифікацію), збагачення і кількість ТВЗ належного до постачання свіжого ЯП. Свіжі ТВЗ повинні надходити від постачальника тільки в спеціальних опломбованих упакуваннях (контейнерах) у супроводі представника постачальника за наявності супровідної документації, що передбачена контрактом.

10.1.5 Під час приймання свіжого ЯП на АЕС обов'язково проведення вхідного контролю ТВЗ, що надійшли, за інструкцією чи програмою зі складанням акта (видача ТВЗ для завантаження в активну зону без проведення вхідного контролю забороняється). У цьому випадку повинні перевірятися:

- комплектність супровідної документації;
- стан упакувань на предмет зовнішніх пошкоджень;
- наявність і цілісність технічних засобів виявлення несанкціонованого доступу до ТВЗ (пломб, спеціальних пломбувальних пристроїв тощо);
- відповідність фактичної кількості ТВЗ зазначеному в супровідній документації (шляхом розкриття контейнерів, перерахування ТВЗ, та перевірки маркування ТВЗ).

У разі виявлення невідповідностей повинні бути вжиті заходи для їх усунення чи врегулювання.

10.1.6 Контроль і облік на АЕС ядерних матеріалів повинні здійснюватися відповідно до НП 306.7.122, а також інших НД, чинних в атомній енергетиці.

10.1.7 Свіжі і відпрацьовані ТВЗ повинні зберігатися в спеціальних приміщеннях (складах), басейнах витримки, у спеціальних контейнерах відповідно до вимог ПНАЭ Г-14-029, НП 306.2.105, НАПБ А.01.001 і НАПБ Б.01.014.

10.1.8 Під час зберігання свіжих ТВЗ проектними рішеннями і заходами повинні бути забезпечені:

а) підкритичність не менше 0,05 під час нормального проектного зберігання (поводження з ТВЗ) і навіть у разі аварійного заповнення приміщення зберігання водою;

б) неможливість потрапляння сторонніх предметів у ТВЗ, механічних пошкоджень і забруднень ТВЗ;

в) недопущення перекидання чи падіння ТВЗ;

г) недопущення шкідливого впливу навколишнього середовища (волога, газ тощо).

10.1.9 Забороняється робота з відкритим вогнем (різання, зварювання тощо) на відстані ближче ніж 3 м від виробів з ЯП.

10.1.10 До початку роботи зі свіжим паливом у сховищі свіжого палива комірки для встановлення ТВЗ потрібно перевірити на відсутність сторонніх предметів, у разі виявлення всі сторонні предмети повинні бути видалені. Додатково комірки повинні перевірятися на чистоту перед встановленням кожної наступної ТВЗ. Чистота поверхонь комірок повинна перевірятися відповідно до інструкцій, затверджених керівником АЕС або експлуатуючою організацією АЕС.

Приміщення зберігання ТВЗ повинні перевірятися на радіоактивне забруднення відповідно до ПРБ АС.

10.1.11 Усі транспортно-технологічні операції з ЯП повинні виконуватися за спеціальними інструкціями чи програмами, затвердженими адміністрацією АЕС, з дотриманням правил ядерної і радіаційної безпеки, а також вимог з охорони праці.

10.1.12 Відпрацьовані ТВЗ повинні витримуватися в басейнах витримки (БВ) чи шахтах під шаром води не менше ніж 3 м над рівнем «активної частини» ТВЗ.

Установлення відпрацьованих ТВЗ у контейнери для зберігання чи транспортування дозволяється за умови відповідності значень їх нейтронно-фізичних характеристик, значенням, передбаченим проектом контейнера, який застосовується.

10.1.13 Під час перебування відпрацьованих ТВЗ у БВ (шахтах) повинні бути забезпечені:

а) підкритичність не менше 0,05 для всіх можливих аварійних ситуацій;

б) недопущення можливості потрапляння сторонніх предметів у ТВЗ;

в) тепловідведення, яке не допускає можливості перегріву відпрацьованих ТВЗ;

г) захист персоналу від радіоактивності (газової, аерозольної і гамма-випромінювання);

д) періодичне очищення води БВ (шахт);

е) недопущення можливості випадкового зниження рівня водив БВ (шахтах).

10.1.14 В пеналах герметичних повинні зберігатися такі тепловиділяючі збірки:
– ТВЗ, що за результатами КГО в пеналах СОДС досягли встановленого критерію відмови;

– ТВЗ, що мають наскрізні пошкодження оболонки твел які візуально спостерігаються;

– ТВЗ, що досягли 50 % встановленого критерію відмови та мають в пробах води один з таких радіонуклідів ^{103}Ru , ^{140}Ru , ^{140}Ba , ^{141}Ce , ^{144}Ce на рівні активності, що перевищує критерій відмови ТВЗ за ізотопом ^{131}I .

10.1.15 Вантажопідйомні механізми, які використовуються під час транспортно-технологічних операцій, повинні експлуатуватися згідно з інструкціями, які враховують вимоги правил Держпраці.

Перед проведенням транспортно-технологічних операцій з ЯП штатні пристосування і механізми повинні пройти контрольний огляд з записом в спеціальний журнал або підтвердженням актом готовності.

10.1.16 Електродвигуни механізмів транспортно-технологічного устаткування і механізмів системи охолодження під час транспортування відпрацьованих ТВЗ повинні мати надійне живлення з резервом.

10.1.17 Переміщення вантажів над ЯР і БВ повинно здійснюватися тільки відповідно до транспортно-технологічної схеми, затвердженої технічним керівником АЕС.

10.1.18 Басейни витримки (шахти) і басейни перевантажування повинні заповнюватися водою, якість якої повинна задовольняти вимогам технологічних регламентів з експлуатації енергоблоків АЕС з урахуванням вимог ядерної безпеки.

Перед початком перевантажування активної зони ЯР повинен бути створений необхідний, згідно з проектом, запас води потрібної якості.

10.1.19 Підкритичність ЯР під час перевантаження повинна складати (з урахуванням можливих помилок) не менше 0.02 (без урахування введених ОР СУЗ) та забезпечується відповідною концентрацією рідкого поглинача.

При перевантаженні активної зони концентрацію рідкого поглинача доводять до такого значення, при якому забезпечується підкритичність активної зони не менше 0,02 (без урахування введення органів регулювання СУЗ).

10.1.20 У процесі перевантажування ЯР повинні контролюватися щільність нейтронного потоку, швидкість її зміни і потужність дози гамма-випромінювання. Операції з перевантажування повинні негайно припинятися, якщо значення цих величин перевищують допустимі, і персонал повинен діяти відповідно до вимог технологічних регламентів з експлуатації енергоблоків АЕС.

10.1.21 Порядок проведення перевантаження активної зони визначається програмою, робочим графіком і картографіями перевантажування, складеними персоналом АЕС, затвердженими адміністрацією АС і узгодженими в установленому порядку.

Забороняється установлювати ТВЗ у ті місця ЯР, які не передбачені для неї програмою і картографією перевантажування.

Під час перевантажування не повинні бути допущені пошкодження, деформації, руйнування чи падіння ТВЗ, а також прикладання недопустимих зусиль під час вилучення чи установлення ТВЗ. Повинна бути передбачена система промислового телебачення для контролю перевантажування.

10.1.22 Кожна окрема транспортно-технологічна операція, пов'язана з переміщенням ТВЗ свіжих чи відпрацьованих ТВЗ, а також предметів, що є джерелами високих і середніх радіоактивних випромінювань і забруднень, повинна реєструватися відповідно до прийнятого на АЕС порядку із зазначенням їхнього місця розташування (відповідно до проекту) і вжитих заходів безпеки.

Під час виконання транспортно-технологічних операцій, пов'язаних з розбиранням ЯР і/або переміщенням свіжого і відпрацьованого ЯП, повинні бути передбачені міри із запобігання розповсюдження радіаційного середовища на суміжне устаткування, поверхні приміщень і заходи з дезактивації поверхонь використовуваних контейнерів.

Під час вилучення ТВЗ з активної зони ЯР повинні бути передбачені заходи із запобігання розповсюдження радіаційного середовища на суміжне устаткування і поверхні приміщень..

10.1.23 Технологія дренажу теплоносія з контурів РУ і корпусу ЯР повинна забезпечувати дотримання вимог ядерної та радіаційної безпеки і не допускати недопустимого розігріву паливних елементів через залишкове тепловиділення.

ГЛАВА 10.2 РЕАКТОРНА УСТАНОВКА

10.2.1 Під час експлуатації реакторної установки повинні забезпечуватися:

- а) надійна і безпечна робота всього устаткування;
- б) оптимальне використання палива;
- в) збереженість і працездатність ТВЗ у регламентованих межах і умовах безпечної експлуатації.

10.2.2 Експлуатація реакторної установки повинна проводитися відповідно до затвердженої адміністрацією АЕС інструкції з експлуатації реакторної установки і інструкцій з експлуатації систем і устаткування реакторної установки, розроблених персоналом АЕС на підставі проектно-конструкторської документації і технологічного регламенту безпечної експлуатації реакторної установки, відкорегованих за результатами введення енергоблока АЕС в експлуатацію.

10.2.3 Зміни складу, конструкції і/або характеристик і систем реакторної установки, важливих для безпеки, а також зміни меж і умов, встановлених технічним проектом реакторної установки і технологічним регламентом безпечної експлуатації РУ, повинні бути узгоджені з органом державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки.

10.2.4 Будь-які експериментальні вимірювання чи випробування на реакторній установці, не передбачені технологічним регламентом, інструкціями з експлуатації реакторної установки, її систем і устаткування, повинні проводитися за спеціальними розробленими АЕС програмами, погодженими з органом державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки України і затвердженими експлуатуючою організацією. У програмах повинні бути відображені заходи щодо забезпечення ядерної і радіаційної безпеки, очікувані результати і зміни режиму роботи енергоблока, заходи для запобігання аварійних ситуацій і способи ліквідації порушень у випадку їхнього виникнення, а також призначені відповідальні особи за безпечне виконання робіт.

10.2.5 Основне устаткування реакторної установки повинно підлягати обстеженню і технічному опосвідчуванню до пуску і періодично в процесі експлуатації відповідно до інструкцій, правил органів державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки України і цих Правил.

У процесі експлуатації повинен здійснюватися контроль за станом металоконструкцій і корпусу ЯР, станом устаткування контурів РУ, а також контроль за кріпленням опор усього устаткування відповідно до чинних інструкцій.

10.2.6 Технічне опосвідчування устаткування і трубопроводів реакторної установки повинно проводитися в терміни, установлені ПНАЭ Г-7-008-89. Значення пробного тиску і температури стінок устаткування і трубопроводів під час гідравлічних випробувань повинні відповідати вимогам цих же правил.

10.2.7 Пуск реакторної установки забороняється у випадках, передбачених інструкцією з експлуатації, в тому числі:

- а) несправностей, що порушують функціональну дію:
 - системи керування і захисту ЯР;
 - системи аварійного охолодження активної зони ЯР;
- б) відсутності циркуляції теплоносія через активну зону РУ;
- в) наявності радіоактивності теплоносія, активності газоаерозольних викидів понад допустимі проектом значення;
- г) падіння розрідження в герметичних приміщеннях нижче допустимого проектом значення;

- д) несправності хоча б одного запобіжного клапана на парогенераторі, компенсаторі тиску;
- е) у разі відхилення якості води від норм водного режиму;
- ж) відсутності відповідних дозволів (ліцензій, рішень) органів державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки України.

10.2.8 Перед пуском реакторної установки після монтажу, ремонту, перевантажування ЯП повинні бути проведені перевірки, передбачені інструкцією з експлуатації, в тому числі: справності роботи всіх джерел енергопостачання (зокрема системи надійного живлення), правильності попереджувальних і аварійних уставок, правильності роботи захистів і блокувань систем і устаткування реакторної установки, працездатності ЗВТ, сигналізації і клапанів спецвентиляції. Крім того, після включення головних циркуляційних pomp (ГЦП) і огляду устаткування персоналом енергоблоку начальник зміни енергоблоку повинен проконтролювати стан герметичних приміщень, відсутність у них людей; перевірити закриття ремонтних люків, отворів тощо; закриття, опечатування дверей герметичних приміщень, роботу сигналізації і автоматики.

10.2.9 Фізичний та енергетичний пуски РУ енергоблоку, що наново вводиться, повинен здійснювати персонал АЕС згідно з програмою фізичного і енергетичного пусків, узгодженою органами державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки України і затвердженою експлуатуючою організацією.

Пуск РУ після перевантажування палива, ремонту чи модернізації повинен проводитися під керівництвом технічного керівника АЕС чи його заступника згідно з інструкцією з експлуатації РУ, інструкціями з експлуатації систем і устаткування РУ і технологічним регламентом безпечної експлуатації реакторної установки. Пуск реакторної установки в інших випадках повинен проводитись під керівництвом начальника зміни АЕС згідно з тим самим комплектом експлуатаційної документації.

10.2.10 Наново введена в експлуатацію реакторної установки повинна після монтажу підлягати водно-хімічному промиванню відповідно до затвердженої експлуатуючою організацією програми передпускових промивань.

Контури РУ після промивання повинні заповнюватися водою (теплоносієм), якість якої повинна відповідати вимогам діючих галузевих НД, які регламентують технічні вимоги до якості і способів його забезпечення.

10.2.11 Усі пускові роботи, пов'язані з активною зоною ЯР, починаючи із завантаження ТВЗ, повинні проводитися з включеною у роботу апаратурою контролю стану активної зони (давачі всіх каналів контролю повинні встановлюватися в зоні максимальної чутливості), дозиметричною апаратурою і за наявності засобів індивідуального дозиметричного контролю у зайнятого в пускових роботах персоналу.

10.2.12 Ядерний реактор повинен завантажуватися ЯП при безперервному контролі щільності і швидкості зміни щільності нейтронного потоку, а також при включених аварійних захистах (АЗ) щодо щільності і швидкості зміни щільності нейтронного потоку, якщо це передбачено проектом

У разі використання борного розчину необхідно вести контроль концентрації борної кислоти.

10.2.13 Під час пуску ЯР повинен здійснюватися безперервний контроль:

- а) нейтронної потужності (щільності нейтронного потоку), вимірюваної трьома незалежними каналами вимірювань щільності нейтронного потоку;
- б) швидкості зміни (наростання) щільності нейтронного потоку чи зміни реактивності, вимірюваної трьома незалежними каналами;

- в) температури і тиску теплоносія;
- г) концентрації бору в теплоносії (якщо він використовується).

За переліками а) і б) контроль повинен здійснюватися зі звуковою і світловою сигналізацією граничних значень відхилень вимірюваних величин.

Пуск повинен бути припинений і ЯР повинен бути негайно зупинений, якщо покази ЗВТ не менш ніж двох каналів досягли уставок АЗ щодо щільності нейтронного потоку чи щодо швидкості зміни (наростання) щільності нейтронного потоку, або якщо покази одного каналу за переліками а) і в) вказують на аварійне наростання чи перевищення потужності.

Ядерний реактор повинен бути також зупинений у разі досягнення граничної величини будь-яким іншим параметром, за яким відповідно до технологічного регламенту повинен здійснюватися захист.

10.2.14 Виведення ЯР у критичний стан і робота його на будь-якій заданій потужності, включаючи мінімальний контрольований рівень(МКР), дозволяється за таких умов:

- а) робочі органи АЗ повинні бути зведені перед пуском у робоче положення;
- б) системи аварійного охолодження активної зони повинні бути готові до роботи;
- в) системи локалізації аварій повинні бути готові до роботи.

Ядерний реактор повинен виводитися в критичний стан відповідно до інструкцій з експлуатації РУ.

Момент виходу ЯР у критичний стан повинен установлюватися за появи стійкого росту потужності на вимірювачах нейтронної потужності і постійного чи зменшуваного періоду на вимірювачах періоду.

Якщо під час пуску ЯР контрольовані вимірювачами нейтронної потужності чи вимірювачами періоду параметри вийшли за допустимі межі, при яких спрацьовує попереджувальна сигналізація, повинні бути негайно вжиті заходи для відновлення безпечного стану ЯР відповідними органами регулювання.

У разі виникнення передаварійної ситуації всі роботи з активною зоною й експерименти з фізичного пуску РУ повинні бути припинені, а ЯР переведений у підкритичний стан.

10.2.15 До початку фізичного пуску РУ повинні бути випробувані в повному обсязі, доведені до проектних вимог і введені у роботу всі захисні системи і системи локалізації аварій (усі системи безпеки).

Повинні бути уточнені пускові стани різних поглиначів в активній зоні, диференціальні й інтегральні характеристики їхньої ефективності, послідовність виведення поглиначів під час виходу ЯР на потужність.

10.2.16 Виведення РУ на заданий рівень потужності повинно здійснюватися ступенями згідно з інструкцією з експлуатації реакторної установки.

10.2.17 Під час експлуатації реакторної установки повинен здійснюватися контроль роботи органів СУЗ і контроль активності теплоносія першого контуру.

10.2.18 У разі порушення роботи реакторної установки (відхиленні від установлених експлуатаційних меж і умов) експлуатаційний персонал повинен виконати певні дії, установлені в технологічному регламенті, спрямовані на приведення реакторної установки до нормального стану експлуатації.

Енергоблок повинен бути зупинений відповідно до вимог технологічного регламенту безпечної експлуатації реакторної установки, якщо встановлені межі і умови не можуть бути дотримані під час роботи ЯР на потужності.

10.2.19 Розігрів РУ, вихід на потужність після перевантажування ЯП, після середнього чи капітального ремонту, а також після простоювання в резерві понад

З доби повинен здійснюватися тільки після розрахунку пускової концентрації борної кислоти і визначення підкритичного стану активної зони і запасу реактивності.

Оперативний персонал повинен мати графіки (таблиці) зміни реактивності з моменту скидання виконавчих органів СУЗ на будь-який момент кампанії.

Після перевантажування ЯП повинні бути проведені випробування щодо підтвердження основних проектних і розрахункових нейтронно-фізичних характеристик активної зони в обсязі вимог технологічного регламенту.

10.2.20 Режим розхолодження РУ (зниження тиску, дренавання першого контура тощо) повинен вестися так, щоб не пошкодити ТВЗ і устаткування (корпус ЯР, органи регулювання, ГЦП тощо). Швидкість розхолодження не повинна перевищувати 30° С/год (60° С/год у разі витоку з першого контура в другий).

10.2.21 Під час розхолодження реакторної установки повинен здійснюватися контроль параметрів відповідно до технологічного регламенту й інструкції з експлуатації РУ, у тому числі:

- а) нейтронної потужності ЯР, його реактивності чи періоду зміни потужності;
- б) рівня теплоносія в компенсаторі тиску;
- в) тиску і температури теплоносія;
- г) швидкості зміни температури теплоносія;
- д) радіаційної обстановки в герметичних приміщеннях;
- е) газових і аерозольних викидів у вентиляційну трубу;
- ж) концентрації борної кислоти в теплоносії.

10.2.22 Азот, який подається в ГЦК для витіснення теплоносія, повинен бути перевірений на відсутність у ньому оливи. Потрапляння оливи в цей контур не допускається.

10.2.23 Перед розущільненням ГЦК необхідно переконатися у відсутності в ньому надлишкового тиску.

10.2.24 Контроль чергового персоналу за зупиненою РУ повинен здійснюватися постійно протягом усього періоду зупину незалежно від стану ЯР (розхолоджений, розкритий тощо).

10.2.25 Перед зняттям кришки ЯР начальник зміни реакторного цеху (провідний інженер управління блоками) зобов'язаний особисто переконатися в розчепленні органів СКЗ і зробити про це запис в оперативному журналі.

Забороняється зняття кришки ЯР при нерозчеплених органах СКЗ.

10.2.26 Перед пуском реакторної установки після її зупину більш ніж на 3 доби або ремонту повинні бути перевірені захисти і блокування ГЦП. Пуск ГЦП з несправними блокуваннями у їхній системі захисту забороняються.

10.2.27 В інструкції з обслуговування ГЦП повинен бути приведений перелік випадків, коли оператор повинен негайно зупинити ГЦП. Під час зупину ГЦП потужність ЯР повинна бути знижена до допустимого рівня відповідно до вимог технологічного регламенту безпечної експлуатації енергоблоків АЕС (ТРБЕ).

10.2.28 Роботи з фланцевими роз'ємами на устаткуванні ГЦК повинні проводитися за інструкцією з використанням тільки спеціально призначеного для цих цілей інструменту

На АЕС повинні бути в наявності заглушки для закриття отворів люків, патрубків, щоб не допустити потрапляння сторонніх предметів під час ремонтів і оглядів, а також гайковерти для усіх видів роз'ємів по ГЦК, пристосування для дистанційного обслуговування і ремонту, деталі кріплення теплової ізоляції.

10.2.29 В інструкції з експлуатації реакторної установки (чи інструкції з експлуатації парогенераторів) повинні бути для парогенераторів визначені:

- граничні значення рівня води і його відхилення;
- порядок встановлення і підтримання рівня під час заповнення, розігрівання і роботи;
- допустимі швидкості розігрівання і розхолоджування;
- температура живильної води;
- випадки аварійного відключення, у тому числі з появою підвищеної активності в другому контурі, порядок скидання продувної води з парогенератора;
- температура котлової води, при якій дозволяється спорожнювання парогенератора;
- періодичність оглядів, а також умови, за яких необхідні промивання й очищення теплообмінних поверхонь;
- порядок проведення промивання і консервації;
- інші вказівки, обумовлені конструкцією парогенератора.

10.2.30 З появою радіоактивності в продувній воді парогенератора за ним повинен бути встановлений додатковий контроль. У разі перевищення граничної допустимої радіоактивності в продувній воді чи її різкому зростанні парогенератор повинен бути відключений за наявності відключаючої арматури за проектом, а в разі її відсутності енергоблок повинен бути зупинений.

10.2.31 Під час заповнення парогенераторів водою з боку другого контуру з метою проведення їхніх гідравлічних випробувань частина петлі, що відключається, повинна бути з'єднана з атмосферою чи здренована, якщо інші рішення не передбачені технологічним регламентом чи проектно-конструкторською документацією.

10.2.32 Під час експлуатації РУ повинен вестися температурний контроль товстостінних елементів устаткування ГЦК охолодження ЯР, контроль за щільністю роз'ємів і появою витікань в устаткуванні і трубопроводах.

10.2.33 Під час експлуатації компенсаторів тиску в них повинно підтримуватися номінальне значення рівня теплоносія. Забороняється експлуатація компенсаторів тиску, якщо рівень теплоносія виходить за межі встановлених максимального чи мінімального значень.

Забороняються опробування і включення електричних нагрівачів компенсатора тиску, якщо компенсатор тиску не наповнений теплоносієм до рівня, що визначається інструкцією з експлуатації.

10.2.34 Забороняються роботи на барботерах та інших пристроях, призначених для приймання скидів від запобіжних клапанів ГЦК, якщо контур знаходиться під тиском.

10.2.35 Під час закриття головних запірних засувок (ГЗЗ), якщо такі є в ГЦК, забороняється використовувати пристосування, що збільшують величину моменту затягування порівняно з вказаним заводом-виробником значенням.

Заслони ГЗЗ повинні бути в крайньому положенні (відкриті чи закриті). Допускається проміжне положення однієї з ГЗЗ, якщо це обумовлено ТРБЕ. У разі несправності будь-якої ГЗЗ можливість подальшої експлуатації енергоблоку визначається технічним керівником АЕС.

Підтягування чи заміна зацільникового ущільнення забороняється у разі наявності тиску теплоносія в контурі.

10.2.36 Після проведення дезактиваційних робіт у боксах чи усунення витікання теплоносія, а також після спрацьовування спринклерної установки повинен бути виміряний опір ізоляції всіх електродвигунів, кабелів, ЗВТ, нагрівників компенсаторів

тиску, а також іншого електротехнічного устаткування і пристроїв, що потрапили в зону поширення вологи.

10.2.37 Забороняється розгерметизація герметичних приміщень, доступ до яких під час роботи ЯР не передбачений проектом.

До завантаження ЯП у ЯР і потім періодично (не рідше ніж один раз на рік) повинна контролюватися щільність герметичних приміщень, штокових проходок, ущільнень кабелів і трубопроводів, клапанів системи вентиляції, люків, шлюзів та інших проходів через стіни герметичних приміщень для підтвердження відповідності фактичної герметичності проектній.

10.2.38 Системи і елементи РУ, важливі для безпеки, з метою підтримання і підтвердження проектних характеристик, повинні підлягати контролю і випробуванням в процесі виготовлення, монтажу і налагодження, а також періодичній перевірці в процесі експлуатації.

10.2.39 Періодична перевірка роботи запобіжних клапанів компенсатора тиску і парогенераторів повинна проводитися відповідно до вимог технологічного регламенту й органу державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки України.

10.2.40 Під час експлуатації ЯР з борною системою регулювання повинен постійно підтримуватися необхідний аварійний запас розчину борної кислоти. Ємності системи повинні бути в стані готовності для прийому теплоносія з бором з першого контуру.

Не менше двох pomp подачі розчину бору в кожній групі під час експлуатації ЯР повинні бути справними й у стані готовності до роботи; повинні діяти всі блокування системи аварійного охолодження активної зони ЯР і спринклерна система.

10.2.41 Після завершення ремонту устаткування і систем РУ, важливих для безпеки, повинна бути проведена перевірка характеристик даних систем на відповідність проектним характеристикам. Перевірка проводиться за програмами, розробленими адміністрацією АЕС.

РОЗДІЛ 11 УСТАТКУВАННЯ ВІТРОВИХ І ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

ГЛАВА 11.1 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

11.1.1 Тривалу, надійну, безпечну та економічну експлуатацію вітрових електростанцій (далі – ВЕС) і сонячних фотоелектричних станцій (далі – ФЕС), забезпечує технічне обслуговування та ремонт обладнання електростанцій, що виконують у відповідності з планами, розробленими з урахуванням вимог виробників обладнання щодо періодичності та графіку проведення робіт по техобслуговуванню електростанцій, включаючи:

- діагностику встановленого на станції обладнання та його окремих частин;
- виконання періодичних регламентних та ремонтних робіт, передбачених специфікацією на обладнання;
- візуальний огляд устаткування;
- контроль кріплень устаткування і вузлів;
- контроль стану і міцності конструкцій;
- перевірку справності систем автоматики, захистів і діагностики (у тому числі тестування), стану засобів виміральної техніки (ЗВТ);

- проведення спеціальних вимірів, перевірок, регулювання і змащення вузлів, облік окремих деталей та устаткування, які вичерпали свій ресурс;
- аналіз і максимально швидкий пошук можливих причин зниження продуктивності електростанції;
- придбання необхідних комплектуючих і запасних частин, які буде потрібно для повного і максимально швидкого відновлення працездатності станції (у разі наявності власної ремонтної служби або персоналу);
- перевірку системи пожежної безпеки;
- перевірку системи заземлення електростанції.

11.1.2 На ВЕС і ФЕС, які вводяться в експлуатацію, повинні бути забезпечені:

- максимальна автономність, а для обслуговуваних ВЕС і ФЕС – необхідні умови для персоналу, створені з дотриманням санітарних норм;
- надійний зв'язок з диспетчерським пунктом вищого рівня;
- зв'язок зі службами пожежогасіння і швидкої медичної допомоги;
- повний обсяг нормативної та експлуатаційної документації;
- наявність засобів безпечної експлуатації.

11.1.3 Під час експлуатації ВЕС і ФЕС повинні бути забезпечені:

- надійна, безпечна й ефективна робота устаткування;
- максимальний виробіток електроенергії;
- оперативно-диспетчерська дисципліна.

11.1.4 Для кожної ВЕС або ФЕС наказом її власника чи вищої організації, у складі якої вона споруджується, повинен бути призначений керівник, на якого покладається відповідальність за організацію експлуатації всього комплексу устаткування і споруд.

11.1.5 Оперативне управління роботою ВЕС або ФЕС потужністю понад 10 МВт відповідно до Правил взаємовідносин між Державним підприємством «Національна енергетична компанія «Укренерго» та суб'єктами (об'єктами) електроенергетики в умовах паралельної роботи в складі Об'єднаної енергетичної системи України» (далі – Правила взаємовідносин) та Кодексу системи передачі (далі – КСП) здійснює начальник зміни (диспетчер).

11.1.6 Центральний пункт управління ВЕС або ФЕС повинен мати (в узгодженому обсязі) засоби зв'язку, засоби передачі даних і дистанційного управління (телеспостереження, телевимірювання, телемеханіки тощо) з вищим диспетчерським пунктом. Зміст, терміни й адреси надання інформації повинні відповідати вимогам Правил взаємовідносин, КСП, Кодексу комерційного обліку (далі – ККО) та Кодексу систем розподілу (далі – КСР).

Пристрої проводового зв'язку і засоби радіозв'язку повинні бути захищені від небезпечних впливів електроустановок високої напруги згідно з чинним НД.

11.1.7 Перелік пристроїв і устаткування, що знаходяться у віданні ВЕС або ФЕС, повинен бути узгоджений і документально оформлений відповідно до Правил взаємовідносин та КСП.

Якщо для передачі електричної енергії використовуються не власні мережі, границі обслуговування повинні бути узгоджені і документально оформлені з власником таких мереж.

11.1.8 Засоби диспетчерського і технологічного управління ВЕС або ФЕС повинні бути забезпечені гарантованим електроживленням, для них повинні вестися експлуатаційно-технічні документи відповідно до нормативних вимог.

11.1.9 Оперативне обслуговування устаткування ВЕС або ФЕС організовує/здійснює персонал їх підрозділів відповідно до затвердженого положення.

Кожна ВЕС або ФЕС повинна бути укомплектована кваліфікованим персоналом

для експлуатації відповідно до цих Правил, вимог експлуатаційної документації виробників та прийнятої для об'єкта схеми обслуговування (у тому числі – на умовах аутсорсингу¹⁾).

Примітка. Аутсорсинг (англ. outsourcing; укр. підрядництво) — передача компанією частини її завдань або процесів стороннім виконавцям на умовах субпідряду.

11.1.10 Якість електроенергії на границі межі належності електричних мереж ВЕС або ФЕС повинна відповідати вимогам ДСТУ EN 50160.

ГЛАВА 11.2 **ВІТРОВІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ**

11.2.1 Під час організації експлуатації ВЕС потрібно враховувати такі особливості:

- велика кількість вітрових електроустановок (ВЕУ), розміщених на великих територіях під відкритим небом, не мають огороження;
- основне устаткування ВЕУ розташоване на висоті;
- неможливість гарантованого виробництва електроенергії;
- розкидання деталей на значні відстані у разі руйнування ротора ВЕУ;
- високий ступінь автоматизації управління роботою ВЕУ;
- залежність роботи ВЕС від швидкості вітру.

11.2.2 Зазначені особливості вимагають прийняття спеціальних рішень щодо організації експлуатації енергооб'єкта з урахуванням вимог ГҚД 341.003.003.004.

11.2.3 Відповідно до вимог виробника обладнання на ВЕС повинен бути встановлений регламент технічного обслуговування ВЕУ та іншого устаткування, технологія і періодичність регламентних робіт.

Технічне обслуговування загальностанційного електричного і допоміжного устаткування ВЕС, як правило, повинно поєднуватися з технічним обслуговуванням ВЕУ.

11.2.4 На ВЕС, оснащених ВЕУ з асинхронними генераторами прямого вмикання, повинна здійснюватися компенсація реактивної потужності, споживаної генераторами. Залежно від економічних показників конденсаторні установки повинні бути встановлені або на окремих ВЕУ, або згруповані для усієї ВЕС. Експлуатація таких ВЕС без необхідної компенсації реактивної потужності не допускається.

11.2.5 Управління ВЕУ на ВЕС повинно здійснюватися за допомогою АСУ ВЕС.

При відмові АСУ ВЕС повинна зберігатися можливість роботи ВЕУ під управлінням власної автоматики.

11.2.6 У разі невеликої (до п'яти) кількості ВЕУ потужністю до 250 кВт допускається їхня експлуатація без АСУ ВЕС.

ГЛАВА 11.3 **ВІТРОВІ ЕЛЕКТРОУСТАНОВКИ**

11.3.1 Технічне обслуговування ВЕУ повинно здійснюватися відповідно до ГҚД 341.003.003.007 бригадами, кожна з яких складається не менш ніж із двох осіб.

Такі бригади створюються залежно від кількості і потужності ВЕУ і повинні забезпечуватися спеціальним транспортом, комплектом спеціальних інструментів і приладів, а також комплектом запасних частин до приладів серійного виробництва.

Робота бригад з обслуговування ВЕУ ведеться в денний час доби.

11.3.2 Організація експлуатації ВЕУ повинна забезпечувати їхню безперебійну роботу в допустимих режимах, надійне функціонування пристроїв контролю, захисту й автоматики, у синхронних генераторів - систем збудження. У цьому разі повинні дотримуватися вимоги інструкції з експлуатації -виробника.

11.3.3 Інструкції з експлуатації ВЕУ повинні відповідати вимогам 5.8.11 цих Правил та ГҚД 341.003.003.007.

11.3.4 Під час експлуатації ВЕУ повинні дотримуватися такі умови:

- виконання заходів безпеки під час роботи з даним типом ВЕУ;
- технічне обслуговування ВЕУ повинно здійснюватися тільки персоналом, який пройшов спеціальну підготовку;
- для кожної ВЕУ повинні бути заведені формуляри чи журнали результатів профілактичних оглядів і технічного обслуговування;
- зняття пломб з устаткування, опломбованого виробником, дозволяється тільки з його згоди й у присутності його представника;
- у період гарантійного терміну експлуатації у випадку виходу з ладу елементів складових частин повинні надсилатися рекламації виробнику.

11.3.5 Під час експлуатації ВЕУ повинні суворо дотримуватися всі її режимні параметри, задані виробником, і виконуватися умови її безпосереднього підключення до промислової мережі через трансформаторний пункт у складі ВЕС.

Вітрові електроустановки потужністю менше ніж 20 кВт підключаються до електричної мережі споживача й експлуатуються відповідно до інструкції виробника.

У випадку наявності на площадці ВЕС вітрового потенціалу достатнього для збільшення встановлених режимних параметрів ВЕУ, допустимість яких підтверджена виробником, ВЕС може короткочасно перевищувати свою номінальну потужність не більше ніж на 5 %.

11.3.6 Система автоматичного управління ВЕУ повинна забезпечувати роботу як у режимі управління власною автоматикою, так і в режимі роботи в складі АСУ ВЕС.

Після ремонту або модернізації системи управління вітроколесом перед підключенням ВЕУ до мережі слід передбачати перевірку усіх систем управління ВЕУ.

11.3.7 В процесі експлуатації система автоматичного управління і контролю ВЕУ повинна забезпечувати виконання таких функцій:

- пуск ВЕУ і включення її в мережу;
- контроль і діагностику пристроїв і устаткування;
- стійке підтримання номінального навантаження при швидкостях вітру, які перевищують номінальні;
- програмний та аварійний зупин ВЕУ;
- обмеження закидань частоти обертання ротора в допустимих межах при скидах навантаження, пов'язаних з відключенням ВЕУ від мережі;
- орієнтацію ротора (контроль орієнтації) за напрямком вітру;
- представлення інформації на верхній рівень АСУ.

11.3.8 Перевірка систем управління ВЕУ миттєвим скиданням навантаження повинна проводитися шляхом відключення її від мережі в таких випадках:

- під час приймання ВЕУ в експлуатацію після монтажу чи капітального ремонту;
- після ремонту чи модернізації системи управління вітроколесом.

11.3.9 Пуск ВЕУ забороняється:

- у разі несправності системи діагностики, технологічних і електричних захистів;

– у випадку сейсмічних та інших природних впливів (обледеніння, град, снігопад), які перевищують допустимі значення, наведені в документації виробника.

11.3.10 Вітрова електроустановка повинна бути негайно відключена і зупинена дією захистів або черговим персоналом у таких випадках:

- підвищення рівня вібрації окремих вузлів понад допустимий;
- підвищення температури контрольованих вузлів понад допустиму;
- витікання оливи;
- підвищення частоти обертання ротора ВЕУ понад допустиму величину;
- швидкості вітру, яка перевищує значення швидкості вимикання, установлене виробником;
- виникнення коротких замикань у системі генерування;
- перевантаження генератора за потужністю понад допустимі значення;
- виникнення пожежі;
- виникнення ситуації, небезпечної для обслуговуючого персоналу;
- виникнення зовнішніх умов, зазначених у 11.3.9 цих Правил.

11.3.11 Вітрова електроустановка повинна бути відключена від мережі і зупинена за рішенням технічного керівника ВЕС у випадках:

- виявлення несправності у її механізмах і системах;
- виходу з ладу окремих каналів захисту і діагностики;
- одержання повідомлення про прогнозований сейсмічний вплив;
- виникнення зовнішніх умов, небезпечних для експлуатації ВЕУ.

11.3.12 У процесі експлуатації, на підставі спостережень і показів засобів вимірювальної техніки (ЗВТ), повинна проводитися параметрична діагностика ВЕУ, яка передбачає:

- визначення відповідності потужності швидкості вітру;
- контроль параметрів роботи генератора;
- контроль температурного режиму вузлів, а також повітря в гондолі ВЕУ, якщо це передбачено її конструкцією.

11.3.13 Усі перевірки й випробування систем ВЕУ повинні виконуватися відповідно до інструкцій виробника і НД.

11.3.14 Регламент технічного обслуговування повинен передбачати:

- візуальний огляд устаткування;
- контроль кріплення устаткування і вузлів;
- перевірку справності систем автоматики, захистів і діагностики (у тому числі тестування), стану ЗВТ;
- проведення спеціальних вимірів, перевірок, регулювання і змащення вузлів, облік окремих деталей, які вичерпали ресурс;
- заміну оливи, деталей чи вузлів, зношених у процесі експлуатації;
- відновлення лакофарбових покриттів у разі їхнього пошкодження;
- перевірку й випробування електричного устаткування.

11.3.15 Устаткування ВЕУ і спосіб включення генератора в мережу не повинні обмежувати кількість пусків ВЕУ.

Допустимі умови роботи генераторів ВЕУ визначаються їхнім виробником.

11.3.16 Влаштування схеми управління мережевих ВЕУ повинно унеможливити запуск і підключення ВЕУ до електричної мережі, а також видачу потужності у разі відсутності напруги в мережі.

ГЛАВА 11.4

ФОТОЕЛЕКТРИЧНІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ТА МОДУЛІ

11.4.1 Обслуговування ФЕС поділяється на:

- планове або профілактичне обслуговування, основними завданнями якого є попередження порушень в роботі і підтримання роботи станції в нормальному режимі;
- позапланове або аварійне обслуговування, основним завданням якого є усунення пошкоджень у найкоротший час.

11.4.2 Частота (повторюваність) планового обслуговування визначається:

- технологіями, що використовуються під час будівництва;
- умовами оточуючого середовища (місцевості);
- сезонним коливанням;
- гарантійними умовами;
- інструкціями з експлуатації виробників обладнання.

Планове ТО виконують, як правило, відповідно до рекомендацій виробника та вимог гарантійного обслуговування. Планове ТО повинно проводитись в період мінімальної генерації станції.

Періодичність і тривалість усіх видів технічного обслуговування й ремонту на ФЕС установлюють в експлуатаційній документації на конкретну станцію. Рекомендовану повторюваність планового обслуговування наведено в додатку В до розділу 11 цих Правил.

11.4.3 В процесі експлуатації фотоелектричних станцій необхідно виконувати:

- візуальний огляд устаткування;
- тепловізійний контроль поверхні панелей;
- контроль кріплення устаткування і вузлів;
- перевірку справності систем автоматики, захистів і діагностики (у тому числі тестування), стану ЗВТ;
- проведення спеціальних вимірів, перевірок і регулювань;
- відновлення антикорозійного покриття у разі його пошкодження;
- перевірку й випробування електричного устаткування.

11.4.4 Під час експлуатації слід забезпечувати підтримку передбаченого проектом просторового розташування фотоелектричних модулів (усувати затінювання) та усувати зсуви орієнтації модулів, викликаних ерозією ґрунту, вібрацією або ослабленням кріплень, перевірку точності орієнтування панелей ФЕС.

11.4.5 Рекомендується регулярно виконувати оцінку запиленості (забрудненості) поверхні фотоелектричних модулів (в тому числі автоматичними засобами) і, у разі необхідності, виконувати їх очищення. Метод очищення обирають згідно з рекомендаціями виробника устаткування.

Зазвичай сонячні панелі самостійно очищуються під час дощу або скатування снігу. За кутів нахилу 70 – 90°, як правило, панелі не потребують додаткового очищення. У випадку суттєвого забруднення панелі необхідно промити підготовленою водою без застосування миючих засобів за допомогою шлангу з водою та м'якої губки або спеціальної техніки.

З метою запобігання пошкодженням сонячних панелей рекомендується не витирати їх запилену поверхню сухими предметами.

Не рідше 1 разу на рік необхідно оглядати систему збору потужності і перевіряти:

- жорсткість кріплень та відсутність корозії опорних конструкцій;
- якість та цілісність електричних з'єднань;
- цілісність фотоелектричних модулів.

Не рекомендується проводити обслуговування фотоелектричних модулів в ясну сонячну погоду, оскільки фотоелектричні модулі можуть бути нагрітими до високої температури.

11.4.6 Трудомісткі види технічного обслуговування та регламентні ремонтні роботи на ФЕС, пов'язані з фотоелектричними модулями (ФЕМ) або фотоелектричними батареями (ФЕБ), треба планувати на період малої освітленості ФЕМ (ФЕБ) та/або виконувати за умови затінення модулів.

ГЛАВА 11.5 **ІНВЕРТОРНЕ ТА ДОПОМІЖНЕ ОБЛАДНАННЯ**

11.5.1 Періодичне технічне обслуговування електричного допоміжного обладнання на ВЕС і ФЕС треба проводити в строки, наведені в експлуатаційній документації на кожний конкретний складник або пристрій станції.

За можливості, періодичне технічне обслуговування слід планувати комплексно, у часи найменшого навантаження електростанції.

11.5.2 В процесі обслуговування особливу увагу слід надавати підтриманню температурного режиму електронного обладнання в допустимих межах. Очищення інверторів і вентиляційного устаткування від пилу дає можливість збільшити термін працездатності систем керування і перетворення та запобігти зниженню ККД електростанції.

11.5.3 Обслуговування силового обладнання (трансформатори, вимикачі, реактори тощо), повітряних і кабельних ліній електропередачі, пристроїв релейного захисту і автоматики, телемеханіки, зв'язку, накопичувачів енергії (акумуляторної батареї) та іншого допоміжного обладнання потрібно здійснювати відповідно до вимог цих Правил.

ГЛАВА 11.6 **МЕТЕРОЛОГІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ**

11.6.1 До завдань метеорологічного забезпечення ВЕС і ФЕС повинно входити:
– автоматичне вимірювання і реєстрація фактичних параметрів вітру (напрямок і швидкість) на території ВЕС;

– автоматичне вимірювання і реєстрація даних про інтенсивність сонячного випромінення на території розміщення ФЕС, температуру повітря навколишнього середовища, температуру на поверхні ФЕМ (ФЕБ), швидкість вітру та його напрямок тощо.

– отримання від постачальника метеоданих поточних і прогнозованих метеоданих для даної місцевості.

На підставі прогнозованих метеоданих планується ведення оптимального режиму роботи ВЕС і ФЕС загалом, вживаються заходи для запобігання і зменшення збитків від стихійних лих.

11.6.2 Вітрові і фотоелектричні електростанції повинні регулярно отримувати в обсязі, достатньому для забезпечення заявленої потужності і якості електричної енергії, поточні і прогнозні метеодані щодо:

- швидкості і напрямку вітру;
- інтенсивності сонячної радіації;
- хмарності;
- температури, атмосферного тиску і вологості;
- кількості і виду опадів;
- утворення ожеледі;
- штормових попереджень;
- грозової діяльності.

Обсяг метеорологічних прогнозів і терміни їхнього надання повинні бути погоджені з постачальником метеоданих.

11.6.3 У разі відсутності на ВЕУ засобів вимірювальної техніки, які реєструють швидкість і напрямок вітру, на ВЕС повинні встановлюватися метеорологічні вишки з вимірювальними приладами, які неперервно реєструють параметри вітру.

11.6.4 Метеорологічний пост (чи автоматична метеостанція) у складі ФЕС у загальному випадку повинен мати таке обладнання:

- метеорологічну вежу (опору); сенсори освітленості;
- сенсори температури;
- сенсор швидкості та напрямку вітру;
- пристрій для перетворення (кодування) сигналів від сенсорів і передавання інформації в систему керування ФЕС;
- кабельну мережу (за необхідності).

РОЗДІЛ 12 ЕЛЕКТРИЧНЕ УСТАТКУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ТА МЕРЕЖ

ГЛАВА 12.1 ГЕНЕРАТОРИ І СИНХРОННІ КОМПЕНСАТОРИ

12.1.1 Під час експлуатації генераторів і синхронних компенсаторів повинні бути забезпечені їх безперебійна робота в допустимих режимах, надійна робота систем збудження, охолодження і постачання оливою, пристроїв контролю, захисту, автоматики та діагностики.

12.1.2 Системи збудження повинні забезпечувати в довготривалому режимі роботи регулювання збудження:

- від режиму з максимальним допустимим від'ємним струмом збудження (для реверсивних систем збудження) або від нуля струму збудження (для неревверсивних систем збудження) до 110 % номінального позитивного струму збудження синхронних компенсаторів, які працюють на мережу;
- від 80% до 110 % номінальної напруги статора під час роботи турбогенераторів і гідрогенераторів на холостому ході дією на уставку автоматичного регулятора збудження (АРЗ);
- від 20% до 110 % номінальної напруги статора під час роботи турбогенераторів і гідрогенераторів на холостому ході дією на спеціальні входи АРЗ або на пристрій ручного управління. Для генераторів із системами самозбудження цей режим може бути забезпечений за незалежного живлення системи збудження.

12.1.3 Система збудження повинна допускати збудження на вибігу до повного зупинення з метою електричного гальмування гідрогенераторів за струму статора не більшого ніж 1,2 від номінального, якщо це передбачено проектом.

12.1.4 Автоматичні регулятори збудження з усіма пристроями, включаючи пристрої форсування збудження та обмеження максимального та мінімального

струму ротора, повинні бути постійно увімкнені в роботу. Вимкнення АРЗ або окремих їх елементів допускають лише для ремонту або перевірки. Системи збудження під час роботи без АРЗ повинні мати засоби, які б забезпечували збудження з ручним дистанційним управлінням, знезбудження та автоматичне гасіння поля генератора.

Настроювання та дія АРЗ повинні бути пов'язані з допустимими режимами роботи генераторів (синхронних компенсаторів), загальностанційними і системними пристроями автоматики.

На електростанціях і у Оператора системи передачі та виробника електричної енергії повинні бути дані про основні параметри настроювання АРЗ.

Для збудників, які вводяться вперше, а також при модернізації турбогенераторів потужністю 60 МВт і більше рекомендується встановлювати системи збудження з повним резервуванням АРЗ зі всіма його елементами.

У разі встановлення або реконструкції системи збудження турбогенераторів та гідрогенераторів потужністю 100 МВт і більше, ці системи повинні передбачати повне резервування АРЗ зі всіма його елементами (мати два незалежні канали). У складі системи збудження обов'язково повинен бути системний стабілізатор PSS для демпфування низькочастотних коливань (вибір типу системного стабілізатора погоджується з Оператором системи передачі).

12.1.5 Автоматичні регулятори збудження та пристрої форсування робочого збудження повинні бути настроєні так, щоб для заданого зниження напруги в мережі були забезпечені:

- гранична усталена напруга збудження не нижча ніж двократна в робочому режимі, якщо це значення не обмежене нормативними документами (НД) або технічними умовами на постачання для окремих типів машин;
- номінальна швидкість наростання напруги збудження;
- автоматичне обмеження заданої тривалості форсування та тривалості перевантаження залежно від його величини.

12.1.6 Генератори повинні бути введені в експлуатацію на основному збудженні.

Під час роботи генератора переведення з основного збудження на резервне і навпаки для турбогенераторів необхідно виконувати без вимкнення генераторів від мережі, а для гідрогенераторів – допустимо виконувати з вимкненням від мережі.

12.1.7 На всіх генераторах і синхронних компенсаторах, що не мають обмоток від'ємного збудження, повинен бути встановлений і постійно бути в роботі захист обмотки ротора від перенапруг (розрядник, гасильний опір тощо).

12.1.8 На всіх генераторах повинні бути встановлені пристрої для контролю опору ізоляції кіл збудження під час роботи генераторів з дією на сигнал або відключення відповідно до вказівок (заводської документації) виробника генератора.

12.1.9 Резервні джерела оливопостачання ущільнень генераторів з водневим охолодженням повинні автоматично вмикатися в роботу після вимкнення робочого джерела і зниження тиску оливи нижче від встановленої межі.

Для резервування основних джерел оливопостачання ущільнень генераторів потужністю 60 МВт і більшою повинні бути постійно увімкнені демпферні (буферні) баки. Запас оливи в демпферних баках повинен забезпечувати подачу оливи і підтримання позитивного перепаду тисків олива-водень на ущільненнях вала протягом всього часу вибігу турбоагрегату зі зривом вакууму у випадках відмови усіх джерел оливопостачання.

12.1.10 Турбогенератори і синхронні компенсатори з водневим охолодженням після монтажу і капітального ремонту повинні бути введені в роботу з номінальним тиском водню.

Для турбогенераторів, що мають безпосереднє водневе чи воднево-водяне охолодження активних частин, роботу на повітряному охолодженні під навантаженням заборонено. Нетривалу роботу у разі повітряного охолодження дозволено тільки в режимі неробочого ходу без збудження з температурою повітря, не вищою ніж вказана в інструкції виробника, а для турбогенераторів серії ТВФ у разі повітряного охолодження може бути допущене короткочасне збудження машини, вимкненої з мережі.

12.1.11 Пристрої для пожежогасіння генераторів і синхронних компенсаторів повинні бути в постійній готовності і забезпечувати можливість їх швидкого введення в дію.

12.1.12 У процесі пуску і під час роботи генераторів і синхронних компенсаторів необхідно здійснювати контроль:

- електричних параметрів обмоток статора і ротора, а також системи збудження;
- ізоляції кіл збудження;
- температури обмотки та сталі статора, охолоджувальних середовищ (у тому числі й устаткування системи збудження), ущільнень вала, підшипників і підп'ятників;
- температури обмотки ротора та елементів щіткового апарата;
- тиску дистилляту, в тому числі перепаду тисків на фільтрах;
- питомого опору і витрати дистилляту через обмотки та інші активні та конструктивні частини;
- тиску та чистоти водню;
- тиску та температури оливи, а також перепаду тисків олива-водень в ущільненнях вала;
- герметичності систем водяного охолодження;
- вологості газу в корпусі турбогенераторів з водневим і воднево-водяним охолодженням;
- рівня оливи в демпферних баках і поплавкових гідрозаслонах турбогенераторів, в оливних ваннах підшипників і підп'ятників гідрогенераторів;
- вібрації підшипників та контактних кілець турбогенераторів, хрестовини, підп'ятника та підшипників гідрогенераторів

За даними цього контролю для генераторів потужністю 100 МВт і більшою необхідно оцінювати технічний стан вузлів і систем з використанням засобів і методів діагностики.

12.1.13 Пристрої теплового контролю генератора необхідно вводити у повному обсязі з використанням усіх робочих функцій (реєстрація температури, сигналізація у разі досягнення максимального допустимих температур тощо) згідно з місцевою інструкцією.

12.1.14 Генератори, які вводять у роботу вперше, повинні бути оснащені системою діагностики в обсязі, передбаченому документацією виробника.

12.1.15 Періодичність визначення показників роботи газооливної і водяної систем генераторів і синхронних компенсаторів, які є в роботі або резерві, повинна бути такою:

- температури точки роси (вологості) водню в корпусі генератора – не рідше ніж один раз на тиждень, а при вологості, що перевищує допустиму, або несправній системі індивідуального сушіння газу – не рідше ніж один раз на добу;
- газощільності корпусу машини (добового витоку водню) – не рідше ніж один раз на місяць;
- чистоти водню в корпусі машини – не рідше ніж один раз на тиждень за контрольним хімічним аналізом і безперервно за автоматичним газоаналізатором, а за несправності автоматичного газоаналізатора – не рідше ніж один раз на зміну;

– вмісту водню в газовому уловнику, в картерах підшипників, екранованих струмопроводах, у кожухах лінійних і нульових виводів – безперервно автоматичним газоаналізатором, що діє на сигнал, а за несправності чи відсутності такого газоаналізатора – переносним газоаналізатором чи індикатором не рідше ніж один раз на добу;

– вмісту кисню у водні всередині корпусу генератора, у поплавковому гідрозаслоні, бачку продування і водневідокремлювальному баці оливоочищувального пристрою генератора – відповідно до затвердженого графіка за даними хімічного контролю;

– показників якості дистилляту в системі водяного охолодження обмоток та інших частин генератора – відповідно до типової інструкції з експлуатації.

12.1.16 Чистота водню повинна бути не нижчою ніж:

– у корпусах генераторів з безпосереднім водневим охолодженням і синхронних компенсаторів усіх типів – 98 %;

– у корпусах генераторів з непрямым водневим охолодженням за надлишкового тиску водню $0,5 \text{ кгс/см}^2$ (50 кПа) і більше – 97 %;

– у корпусах генераторів з непрямым водневим охолодженням за надлишкового тиску водню до $0,5 \text{ кгс/см}^2$ (50 кПа) – 95 %;

Температура точки роси водню в корпусі генератора за робочого тиску повинна бути не вищою ніж 15°C і завжди нижчою від температури води на вході в газоохолодник.

12.1.17 Вміст кисню у водні в корпусі генератора (синхронного компенсатора) для вказаної в 12.1.16 чистоти водню повинен бути не більшим ніж 0,8; 1,0 і 1,2 % відповідно, а в поплавковому гідрозаслоні, бачку продування і водневідокремлювальному баці оливоочищувального пристрою – не більшим ніж 2 %.

12.1.18 Вміст водню в картерах підшипників, в екранованих струмопроводах, у кожухах лінійних і нульових виводів турбогенератора повинен бути меншим ніж 1 %. Робота турбогенератора за вмісту водню в струмопроводах, кожухах лінійних і нульових виводів більшому ніж 1 %, а в картерах підшипників більшому ніж 2 % заборонена. У повітряному об'ємі головного оливного баку водню практично не повинно бути (концентрація нижча ніж поріг чутливості газоаналізатора).

12.1.19 Коливання тиску водню в корпусі генератора (синхронного компенсатора) за номінального надлишкового тиску водню до 1 кгс/см^2 (100 кПа) не повинні перевищувати 20 %, а у разі більшого надлишкового тиску допускають не більше ніж $\pm 0,2 \text{ кгс/см}^2$ (± 20 кПа).

12.1.20 На всмоктувальних магістралях оливопомп синхронних компенсаторів у разі роботи на водневому охолодженні повинен бути забезпечений надлишковий тиск оливи не менший ніж $0,2 \text{ кгс/см}^2$ (20 кПа).

12.1.21 Тиск оливи в ущільненнях вала як при нерухомому роторі, так і під час роботи генератора, що обертається, повинен перевищувати тиск водню в корпусі машини. Нижня і верхня межі перепаду тисків повинні бути вказані в інструкції виробника

12.1.22 У системі оливопостачання ущільнень вала турбогенераторів повинні бути постійно увімкнені в роботу регулятори тиску оливи (ущільнювального, притискного, компенсувального).

Запірна арматура, встановлена на оливопроводах системи оливопостачання ущільнень вала повинна бути опломбована в робочому положенні.

12.1.23 Добовий витік водню в генераторі не повинен перевищувати 5 %, а добова витрата з урахуванням продувань не перевищувати 10% загальної кількості

газу з робочим тиском.

Добова витрата водню в синхронному компенсаторі не повинна перевищувати 5 % загальної кількості газу в ньому.

12.1.24 У нормальних умовах генератори, як правило, необхідно вмикати в мережу способом точної синхронізації (автоматичної або напівавтоматичної). У разі відмови або відсутності автоматичної синхронізації допускається увімкнення способом ручної точної синхронізації. У разі використання ручної точної синхронізації повинно бути введено блокування від несинхронного увімкнення.

Увімкнення генератора в мережу способом самосинхронізації допускається, якщо це передбачене технічними умовами виробника.

Під час ліквідації аварій в енергосистемі турбогенератори потужністю до 220 МВт включно і всі гідрогенератори дозволено вмикати на паралельну роботу способом самосинхронізації. Турбогенератори більшої потужності дозволено вмикати цим способом за умови, що визначена з врахуванням індуктивних опорів блочних трансформаторів і мережі кратність надперехідного струму до номінального не перевищує трьох.

12.1.25 У разі аварійного вимкнення генератора (енергоблока), яке супроводжувалось скиданням навантаження, необхідно:

- перевірити, чи не спрацював автомат безпеки турбіни у разі перевищення частоти обертання ротора турбіни;
- встановити, яким захистом вимкнувся генератор;
- з'ясувати за приладами, чи не передувало вимкненню коротке замикання;
- якщо причиною вимкнення були помилкові дії персоналу, негайно увімкнути в мережу генератор і набрати навантаження.

Якщо оперативний персонал упевнений, що скидання навантаження сталося не через несправність генератора, та за умов справної роботи системи регулювання турбіни генератор можна вмикати в мережу без огляду і ревізії.

12.1.26 Швидкість підвищення напруги на генераторах і синхронних компенсаторах не обмежується.

Швидкість набору і зміни активного навантаження для всіх генераторів визначена умовами роботи реакторної установки АЕС, турбіни або котла ТЕС (ДТ).

Швидкість зміни реактивного навантаження генераторів і синхронних компенсаторів з непрямим охолодженням обмоток, турбогенераторів газотурбінних установок, а також гідрогенераторів з безпосереднім охолодженням обмоток не обмежують, якщо немає обмежень виробника; на турбогенераторах з безпосереднім охолодженням обмоток ця швидкість у нормальних режимах повинна бути не вищою від швидкості підвищення активного навантаження, а в аварійних умовах – не обмежують.

12.1.27 Номінальна потужність генераторів за номінального коефіцієнта потужності (для всіх турбогенераторів потужністю 30 МВт і більшою та всіх турбогенераторів газотурбінних і парогазових установок), а також тривала максимальна потужність для встановлених значень коефіцієнта потужності і параметрів охолодження і номінальна потужність синхронних компенсаторів повинні бути збережені у разі одночасних відхилень напруги до $\pm 5\%$ і частоти до $\pm 2,5\%$ номінальних значень за умови, що під час роботи з підвищеною напругою і пониженою частотою сума абсолютних значень відхилень напруги і частоти не перевищує 6 %, якщо в стандартах на окремі типи машин не обумовлені інші умови щодо відхилення напруги і частоти.

Найбільший струм ротора, отриманий під час роботи з номінальною потужністю і у разі відхилення напруги в межах $\pm 5\%$, є тривало допустимим під час роботи з номінальними параметрами охолоджувальних середовищ.

У випадку роботи з тривалою максимальною потужністю найбільший струм ротора у разі відхилення напруги до $\pm 5\%$ є тривало допустимим тільки за відповідних параметрів охолодження.

Для всіх генераторів і синхронних компенсаторів найбільша робоча напруга не повинна перевищувати 110 % номінальної. За напруги вищої ніж 105 % номінальної допустима повна потужність генератора і синхронного компенсатора повинна бути встановлена відповідно до вказівок інструкцій виробника або за результатами випробувань.

Якщо напруга на генераторі або синхронному компенсаторі нижча ніж 95 % номінальної, струм статора повинен бути не вищим ніж 105% тривало допустимого.

12.1.28 Тривале перевантаження генераторів і синхронних компенсаторів струмом, вищим від значення, допустимого для даної температури і тиску охолоджувального середовища, заборонене.

В аварійних умовах генератори і синхронні компенсатори дозволено короткочасно перевантажувати струмом статора і ротора відповідно до інструкції виробника, технічних умов і державних стандартів. Якщо відповідні вказівки відсутні, під час аварій в енергосистемі допустимі короткочасні перевантаження генераторів і синхронних компенсаторів струмом статора за вказаної в таблиці 12.1 кратності струму, віднесеної до номінального значення.

Таблиця 12.1 – Допустима кратність тривалості перевантаження генераторів і синхронних компенсаторів струмом статора

Тривалість перевантаження, хв, не більше ніж	Кратність тривалості перевантаження для генераторів і синхронних компенсаторів		
	з непрямым охолодженням обмотки статора	з безпосереднім охолодженням обмотки статора	
		водою	воднем
60	1,1	1,1	–
15	1,15	1,15	–
10	–	–	1,1
6	1,2	1,2	1,15
5	1,25	1,25	–
4	1,3	1,3	1,2
3	1,4	1,35	1,25
2	1,5	1,4	1,3
1	2,0	1,5	1,5

Допустиме перевантаження струмом збудження генераторів і синхронних компенсаторів з непрямым охолодженням обмоток визначається допустимим перевантаженням статора. Для турбогенераторів з безпосереднім водневим або водяним охолодженням обмотки ротора допустиме перевантаження струмом збудження повинно бути визначене кратністю струму, віднесеною до номінального значення струму ротора, яке наведено в таблиці 12.2.

Таблиця 12.2 – Допустима кратність перевантаження турбогенераторів струмом ротора

Тривалість перевантаження, хв, не більша ніж	Кратність перевантаження для турбогенераторів типу		
	ТВФ, крім ТВФ-120-2 та ТА-120-2	ТГВ, ТВВ (до 500 МВт включно), ТВФ-120-2, АСТГ-200	ТВВ-800-2, ТВВ-1000-2, ТВВ-1000-4
60	1,06	1,06	1,06
10	1,1	1,1	–

Кінець таблиці 12.1

8,3	–	–	1,1
4	1,2	1,2	–
3	–	–	1,2
1	1,7	1,5	–
0,75	–	–	1,5
0,5	2,0	–	–
0,33	–	2,0	–
0,25	–	–	2,0

12.1.29 У разі виникнення однофазного замикання на землю в обмотці статора або в колах генераторної напруги блочний генератор (синхронний компенсатор) з вимикачем у колі генераторної напруги, що відключає струми короткого замикання, або блок за відсутності генераторного вимикача чи з вимикачем навантаження в колах генераторної напруги повинен бути автоматично вимкнений, а у разі відмови захисту – негайно розвантажений і вимкнений від мережі:

– на блоках генератор-трансформатор (синхронний компенсатор-трансформатор) без відгалужень на генераторній напрузі і з відгалуженнями до трансформаторів власних потреб (ВП) – незалежно від значення ємнісного струму замикання;

– під час замикання на землю в обмотці статора генераторів і синхронних компенсаторів, що мають електричний зв'язок на генераторній напрузі з мережею ВП або споживачів, – у разі струму замикання 5 А і більшого.

Такі ж заходи повинні бути передбачені під час замикання на землю в обмотці статора генераторів і синхронних компенсаторів, що працюють на збірні шини із струмом замикання на землю 5 А і більшим.

Під час появи замикання на землю в колі генераторної напруги генераторів (синхронних компенсаторів), що мають електричний зв'язок з мережею ВП або споживачів, і увімкнених на збірні шини генераторів (синхронних компенсаторів), коли ємнісний струм замикання не перевищує 5 А і захисти діють на сигнал або нечутливі, робота генераторів (синхронних компенсаторів) допустима не довше ніж 2 год (для знаходження місця замикання, переведення навантаження). У разі виявлення замикання в обмотці статора, генератор (синхронний компенсатор) повинен бути вимкнений.

Якщо встановлено, що місце замикання на землю є не в обмотці статора, то за рішенням технічного керівника електростанції або організації, що експлуатує електричну мережу, допускається робота генератора або синхронного компенсатора з заземленням в мережі тривалістю до 6 год

12.1.30 Опір ізоляції всього кола збудження генераторів і синхронних компенсаторів з газовим охолодженням обмотки ротора та з повітряним охолодженням елементів системи збудження, заміряний мегаомметром на напругу від 500 В до 1000 В або стаціонарним пристроєм вимірювання опору ізоляції, повинен бути не меншим ніж 0,5 МОм.

У разі водяного охолодження обмотки ротора або елементів системи збудження допустимі значення опору ізоляції кола збудження, визначені інструкціями заводу-виробника з експлуатації генераторів і систем збудження і СОУ-Н ЕЕ 20.302.

Робота генераторів і синхронних компенсаторів, що мають опір ізоляції кола збудження менший ніж нормовані значення, можлива тільки з дозволу технічного керівника електростанції або організації, що експлуатує електричні мережі, з урахуванням вимог 12.1.31.

12.1.31 Для турбогенераторів з безпосереднім охолодженням обмотки ротора потужністю 150 МВт і більшою, крім турбогенераторів з безщитковою системою

збудження, у випадках пониження опору ізоляції кола збудження необхідно визначити місце знаходження ділянки з пониженим опором ізоляції. Для цього протягом 1 год необхідно перевести турбогенератор на резервне збудження у разі пониження опору ізоляції до значень:

- у турбогенераторів з газовим охолодженням обмотки ротора та елементів збудження до 8 кОм і менше (перша група);
- у турбогенераторів з водяним охолодженням вентилів робочої системи збудження до 2,5 кОм (друга група).

Турбогенератори потрібно залишати в роботі на резервному збудженні до усунення причини зниження опору ізоляції в колі робочої системи збудження.

Якщо після переведення турбогенератора на резервне збудження опір ізоляції не відновиться або ж таке переведення є неможливе, а опір ізоляції у цьому випадку є меншим ніж 4 кОм для турбогенераторів першої групи або меншим ніж 1,5 кОм для турбогенераторів другої групи, турбогенератори протягом 1 год необхідно розвантажити та зупинити для ремонту.

У тих випадках, коли опір ізоляції становить не менше ніж 4 кОм для турбогенераторів першої групи та не менше ніж 1,5 кОм для турбогенераторів другої групи, генератори за першої можливості, але не пізніше ніж через 7 діб, необхідно вивести в ремонт.

До виведення турбогенератора в ремонт опір ізоляції кіл збудження необхідно контролювати не рідше, ніж чотири рази на зміну.

У разі пониження опору ізоляції до 2 кОм і нижче в колі збудження турбогенератора з непрямым охолодженням обмотки ротора, він повинен бути переведений на резервне збудження. Якщо в цьому випадку замикання на землю зникне, можна залишити генератор у роботі. За умови виявлення замикання на землю в обмотці ротора, турбогенератор повинен бути за першої можливості виведений у ремонт. До виводу в ремонт у випадку стійкого замикання обмотки ротора на корпус повинен бути введений захист від подвійного замикання на землю в обмотці ротора з дією на сигнал або на вимкнення. Після появи сигналу турбогенератор повинен бути негайно розвантажений і вимкнений від мережі. Якщо захист від подвійного замикання не передбачений чи не може бути введений, то турбогенератор повинен бути протягом 1 год розвантажений, вимкнений від мережі і виведений у ремонт.

На вимогу виробника генератор може бути оснащений захистом від замикання (погіршення ізоляції) в колі збудження з дією на вимкнення генератора з кофігурацією і уставками, заданими виробником генератору.

Роботу гідрогенераторів та синхронних компенсаторів із замиканням на землю в колі збудження заборонено.

12.1.32 Допустимі параметри і тривалість несиметричного режиму роботи генератора мають бути визначені на підставі вимог типової інструкції з експлуатації генераторів (ГКД 34.45.502) та виробника. Дії персоналу за параметрів та/або тривалості несиметричного режиму, що перевищують допустимі для даного генератора, мають бути наведені в місцевій інструкції з ліквідації аварій.

12.1.33 Допускається короточасна робота турбогенераторів потужністю 320 МВт і нижчою в асинхронному режимі без збудження у разі зниженого навантаження. Для турбогенераторів з непрямым охолодженням обмоток допустиме навантаження у вказаному режимі становить до 60 % номінального, а тривалість роботи при цьому не перевищує 30 хв

Допустиме навантаження і тривалість роботи в асинхронному режимі без збудження турбогенераторів з безпосереднім охолодженням обмоток повинні бути встановлені на підставі вказівок інструкцій виробника, а у разі їх відсутності – на підставі результатів спеціальних випробувань або вимог НД.

Допускається тривала робота асинхронізованого турбогенератора АСТТ-200-2 в асинхронному режимі з навантаженням:

- 150 МВт – із замкненими накоротко кожною з обмоток ротора;
- 80 МВт – із замкненими на опір самосинхронізації обома обмотками ротора

або при замкнутій одній обмотці ротора на опір самосинхронізації, а другій обмотці ротора замкненій накоротко.

Допустимість асинхронних режимів турбогенераторів з урахуванням їх дії на мережу повинна бути визначена розрахунками або випробуваннями.

Робота гідрогенераторів і турбогенераторів з набірними зубцями ротора в асинхронному режимі без збудження заборонена.

Несинхронна робота окремого збудженого генератора будь-якого типу відносно інших генераторів електростанції заборонена.

12.1.34 Допустимість і тривалість роботи генератора в режимі електродвигуна обмежена умовами роботи турбіни і визначена виробником турбіни або НД.

12.1.35 Тривала робота генераторів з коефіцієнтом потужності нижчим від номінального і в режимі синхронного компенсатора з перезбудженням (в індуктивному квадранті) дозволена для струму збудження не вищого від тривало допустимого за даних параметрів охолоджувальних середовищ.

Допустиме реактивне навантаження генераторів у режимі синхронного компенсатора і синхронних компенсаторів з недозбудженням (в ємнісному квадранті) повинно бути встановлене на підставі інструкцій виробника або НД, а за їх відсутності – на підставі результатів спеціальних теплових випробувань.

12.1.36 Дозволена тривала робота генераторів з непрямым охолодженням обмоток за умови підвищення коефіцієнта потужності від номінального до одиниці зі збереженням номінального значення повної потужності. Роботу таких генераторів у режимі недозбудження, як правило, визначають умовами забезпечення стійкості.

Допустимі тривалі навантаження генераторів у режимі роботи з недозбудженням, а також за умови підвищення коефіцієнта потужності від номінального до одиниці для генераторів з безпосереднім охолодженням повинні бути встановлені на підставі вказівок інструкцій виробника, а за їх відсутності – на підставі НД з урахуванням забезпечення стійкості паралельної роботи в мережі або нагріву крайніх пакетів сталі конструктивних елементів торцевих зон генераторів.

Обмежувачі мінімального збудження (ОМЗ) мають бути завжди увімкнені в автоматичному режимі. Вимушене виведення їх з роботи у разі несправності оформлюється оперативними заявками. Налаштування ОМЗ має забезпечувати збереження стійкості роботи генератора в умовах розрахункових збурень.

12.1.37 Робота генераторів з безпосереднім водяним охолодженням обмоток у разі відсутності циркуляції дистилату в обмотках у всіх режимах, крім режиму неробочого ходу без збудження, заборонена.

У випадку припинення циркуляції дистилату в обмотках з безпосереднім водяним охолодженням, навантаження повинно бути автоматично зняте протягом 2 хв (якщо в інструкціях на окремі типи генераторів не обумовлені більш жорсткі вимоги) і генератор відімкнений від мережі, а збудження зняте.

12.1.38 Якість дистилату, що циркулює в системі водяного охолодження обмоток і випрямних установок генераторів, повинна відповідати вимогам типової та інструкцій з експлуатації виробника генератора і систем збудження.

У системі водяного охолодження обмоток статорів турбо- і гідрогенераторів якість і витрата дистилату повинні бути:

- питомий електричний опір – не менше ніж 200 кОмсм при температурі 25° С;
- витрати води через фільтр змішаної дії – від 1 % до 5 % витрат циркулюючого дистилату.

Механічні та магнітні фільтри, встановлені в системі водяного охолодження, повинні постійно бути в роботі. Іонообмінні фільтри ФСД, встановлені в системі водяного охолодження, необхідно включати в роботу періодично для підтримання якості води відповідно до вимог типової інструкції та інструкцій виробників з експлуатації генераторів і систем збудження.

У разі пониження питомого опору дистилату в обмотках генератора до 100 кОмсм повинна діяти попереджувальна сигналізація, а після його зниження до 50 кОмсм генератор повинен бути розвантажений, вимкнений від мережі і збудження зняте.

12.1.39 Опір ізоляції підшипників і корпусів ущільнень вала турбогенераторів, синхронних компенсаторів і збудників з повністю зібраними оливопроводами, вимірний під час монтажу або ремонту мегаомметром на напругу 1000 В, повинен бути не меншим ніж 1 МОм, а для підп'ятників і підшипників гідрогенераторів – не меншим ніж 0,3 МОм, якщо в інструкціях не обумовлена більш жорстка норма.

Справність ізоляції підшипників і ущільнень вала турбогенераторів, підшипників синхронних компенсаторів з повітряним охолодженням і збудників, а також підшипників і підп'ятників гідрогенераторів (якщо дозволяє конструкція останніх) необхідно перевіряти не рідше, ніж один раз на місяць.

Справність ізоляції підшипників синхронних компенсаторів з водневим охолодженням повинна бути перевірена під час капітального ремонту.

12.1.40 Для попередження пошкоджень генератора, що працює в блоці з трансформатором, за неповнофазних вимкнень чи увімкнень вимикача генератор повинен бути вимкнений суміжними вимикачами секції чи системи шин, до якої приєднаний блок.

12.1.41 Вібрація підшипників турбогенераторів повинна відповідати вимогам 8.4.27, а хрестовин і підшипників гідрогенераторів – вимогам 7.4.15.

У синхронних компенсаторів з номінальною частотою обертання ротора 750 і 1000 об/хв подвійна амплітуда вібрації повинна бути не вищою ніж 80 мкм. У разі відсутності пристрою дистанційного вимірювання вібрації періодичність контролю повинна бути встановлена залежно від вібраційного стану компенсатора, але не рідше ніж один раз на рік.

Вібрація контактних кілець турбогенераторів повинна вимірюватися не рідше ніж один раз на 3 місяці і бути не вищою ніж 300 мкм.

12.1.42 Після монтажу і капітального ремонту генератори і синхронні компенсатори, як правило, можуть бути увімкнені в роботу без сушіння. Необхідність сушіння повинна бути визначена СОУ-Н ЕЕ 20.302.

12.1.43 Заповнення генераторів з безпосереднім охолодженням обмоток воднем і звільнення від нього в нормальних умовах повинно бути проведене в режимі нерухомого ротора чи під час обертання його від валоповоротного пристрою.

В аварійних умовах звільнення від водню можна починати під час вибігу турбоагрегату.

Водень або повітря повинні бути витіснені з генератора (синхронного компенсатора) інертними газами (вуглекислим газом або азотом) відповідно до РД 34.45.512.

12.1.44 На електростанціях, де встановлені генератори з водневим охолодженням, запас водню повинен забезпечувати його десятиденну експлуатаційну витрату і однократне заповнення одного генератора найбільшого газового об'єму, а запас вуглекислого газу чи азоту – шестикратне заповнення генератора з найбільшим газовим об'ємом.

За наявності на електростанції резервного електролізера можна допустити зменшення запасу водню в ресиверах на 50 %.

12.1.45 Запас водню на підстанціях, де встановлені синхронні компенсатори з водневим охолодженням, повинен забезпечувати двадцятиденну експлуатаційну витрату водню і однократне заповнення одного компенсатора з найбільшим газовим

об'ємом, а за наявності електролізної установки – десятиденну витрату і однократне заповнення вказаного компенсатора. Запас вуглекислого газу чи азоту на таких підстанціях повинен забезпечувати трикратне заповнення цього компенсатора.

12.1.46 Обслуговування і ремонт системи газового охолодження (газопроводів, арматури, газоохолодників), елементів системи безпосереднього водяного охолодження обмоток та інших активних і конструктивних частин всередині корпусу генератора, а також електроустаткування всієї водяної і газооливної систем, переведення турбогенератора з повітряного охолодження на водневе і навпаки, участь у прийманні з ремонту оливних ущільнень, підтримання заданих чистоти, вологості і тиску водню в генераторі повинен виконувати електричний цех електростанції.

Нагляд за станом теплового режиму генератора і ремонт системи оливо-постачання ущільнень вала (включаючи регулятори тиску оливи і лабіринтні оливоуловники), оливних ущільнень вала всіх типів, устаткування і розподільчої мережі охолоджувальної води до газоохолодників, а також устаткування системи подачі і зливу охолоджувального дистилату та трубопроводів дренажів та скидання газу в атмосферу поза генератором повинен виконувати турбінний (котлотурбінний) цех.

На тих електростанціях, де є спеціалізований ремонтний цех, ремонт вказаного устаткування повинен виконувати цей цех.

12.1.47 Капітальні та поточні ремонти генераторів повинні бути суміщені з капітальними та поточними ремонтами турбін.

Капітальний ремонт синхронних компенсаторів повинен бути проведений один раз на 4 – 5 років.

Перші ремонтні роботи з вийманням ротора на турбогенераторах і синхронних компенсаторах, в тому числі підсилення кріплення лобових частин, переклинювання пазів статора, перевірка кріплення шин і кронштейнів, перевірка кріплення і щільності пресування сердечника, повинні бути проведені не пізніше ніж через 8000 год роботи після введення в експлуатацію, якщо інші терміни не передбачені інструкцією з експлуатації виробника.

Перші ремонтні роботи на гідрогенераторах повинні бути проведені в терміни згідно з вимогами виробників обладнання.

Виймання роторів генераторів і синхронних компенсаторів під час наступних ремонтів повинно проводитися у міру необхідності чи відповідно до вимог НД. У разі виймання ротора під час капітального ремонту необхідно виконати контроль нагріву активної сталі статора генератора.

12.1.48 Профілактичні випробування та вимірювання на генераторах і синхронних компенсаторах повинні бути проведені відповідно до СОУ-Н ЕЕ 20.302.12.1.49. Заборонено планове вимкнення генераторів від мережі у разі наявності позитивної потужності на їхніх виводах.

12.1.49 Після планових і аварійних вимкнень турбогенераторів (блоків генератор-трансформатор) необхідно забезпечити негайне розбирання головної схеми електричних з'єднань для запобігання самовільного або помилкового подавання напруги на турбогенератор, що зупиняється. У схемах керування турбогенераторних і блочних вимикачів повинний бути передбачений захист із запобіганням самовільного вмикання турбогенератора в мережу.

Розбирати електричну схему на гідрогенераторах, які постійно знаходяться в резерві на «частотному пуску» заборонено.

12.1.50 Резервні дизель-генератори, призначені для живлення відповідальних механізмів ВП, що забезпечують зупин турбоагрегату під час повного знеструмлення електростанції, необхідно експлуатувати згідно з 12.10.18 – 12.10.20.

12.1.51 Енергоблоки повинні бути обладнані постійною системою автоматичного регулювання збудження, яка може забезпечувати постійну напругу на затискачах генератора змінного струму на рівні вибраної уставки без нестабільності в усьому робочому діапазоні.

12.1.52 Енергоблоки мають бути обладнані системою автоматичного регулювання збудження («АРЗ»). Ця система має включати:

- функцію обмеження діапазону вихідного сигналу, таким чином щоб найвища частота характеристики не мала змоги збуджувати крутильні коливання на інших приєднаних до мережі генеруючих одиницях;
- обмежувач мінімального збудження, для запобігання зменшенню збудження генератора змінного струму до рівня, який загрожує синхронній стійкості;
- обмежувач максимального збудження, для запобігання збудження генератора змінного струму нижче від максимального значення, яке припустиме в межах його проектних параметрів;
- обмежувач струму статора;
- функцію демпфірування коливань потужності.

ГЛАВА 12.2 ЕЛЕКТРОДВИГУНИ

12.2.1 Під час експлуатації електродвигунів, їхніх пускорегулювальних пристроїв і захистів повинна бути забезпечена їх надійна робота під час пуску та у робочих режимах.

12.2.2 На шинах ВП електростанції напругу необхідно підтримувати в межах 100 % – 105 % номінальної. У разі необхідності допускається робота електродвигунів з напругою 90 % – 110 % номінальної.

У разі зміни частоти живлячої мережі у межах $\pm 2,5$ % номінального значення допускається робота електродвигунів з номінальною потужністю.

12.2.3 На електродвигуни і механізми, які вони приводять в дію та які здійснюють свої функції тільки при одному певному напрямку обертання, яке повинне бути погоджене з необхідним обертанням механізму, що приводиться в дію цим двигуном, повинні бути нанесені стрілки, які вказують напрям обертання. Стрілки повинен наносити персонал цеху, який обслуговує механізм (насос-електродвигун).

12.2.4 Електродвигуни з розімкненою системою вентиляції, що продуваються і які встановлені в запилених приміщеннях і приміщеннях з підвищеною вологістю, повинні бути обладнані пристроями підведення чистого охолоджувального повітря. Кількість повітря, що продувається через електродвигун, а також його параметри (температура, вміст домішок тощо) повинні відповідати вимогам інструкцій виробника.

Щільність тракту охолодження (повітропроводів, вузлів приєднання кожухів повітропроводів до корпусу електродвигуна, засувки) повинна перевірятися не рідше ніж один раз на рік.

Індивідуальні електродвигуни зовнішніх вентиляторів охолодження повинні автоматично вмикатися і вимикатися у разі увімкнення та вимкнення основних електродвигунів.

12.2.5 Електродвигуни з водяним охолодженням обмотки ротора і активної сталі статора, а також з вмонтованими водяними повітро-охолодниками повинні бути обладнані пристроями, що сигналізують про появу води в корпусі. Експлуатація устаткування й апаратури систем водяного охолодження, якість конденсату і води повинні відповідати вимогам інструкцій виробника.

12.2.6 На електродвигунах, що мають примусове змащування підшипників, повинен бути встановлений захист, що діє на сигнал і вимкнення електродвигуна у разі підвищення температури вкладнів підшипників або припинення надходження мастила.

12.2.7 У випадку перерви в електроживленні електродвигунів (у тому числі електродвигунів з регульованою частотою обертання) відповідального тепломеханічного устаткування повинен бути забезпечений їх груповий самозапуск у разі повторної подачі напруги від робочого або резервного джерела живлення зі збереженням стійкості технологічного режиму основного устаткування.

Тривалість перерви живлення, обумовлена витримками часу технологічних і резервних електричних захистів, повинна бути не більшою ніж 2,5 с.

Допустима тривалість перерви в електроживленні ГЦП на АЕС визначена умовами захисту ЯР.

Перелік відповідальних механізмів повинен затвердити технічний керівник електростанції.

Для полегшення самозапуску відповідальних механізмів, як правило, повинен бути передбачений груповий захист мінімальної напруги, що вимикає на час зниження (зникнення) напруги електродвигуни з важкими умовами пуску. Найменування і кількість електродвигунів невідповідальних механізмів, які вимикають, повинен затвердити технічний керівник електростанції на підставі розрахунків.

12.2.8 Електродвигуни з короткозамкненими роторами дозволено пускати з холодного стану два рази поспіль, з гарячого – один раз, якщо інструкція заводу-виробника не допускає більшу кількість пусків. Наступні пуски дозволено після охолодження електродвигуна протягом часу, обумовленого інструкцією заводу-виробника для даного типу електродвигуна.

Для електродвигунів відповідальних механізмів, що не мають резерву, повторне увімкнення дозволене після зовнішнього огляду двигуна і за умови відсутності явних ознак пошкодження двигуна і механізму.

Повторне увімкнення двигунів у випадках дії захистів до з'ясування причини вимкнення заборонене.

12.2.9 Електродвигуни, що тривало перебувають у резерві і автоматичні пристрої увімкнення резерву, повинні бути оглянуті й випробувані разом із механізмами за графіком. У цьому випадку у електродвигунів зовнішнього розташування, які не мають обігріву, а також двигунів 6 кВ, що довготривало перебувають у резерві безпосередньо перед пуском, повинні бути перевірені опір ізоляції обмотки статора і коефіцієнт абсорбції з записом результатів в технічній документації.

12.2.10 У процесі роботи контроль за технічним станом електродвигунів, механізмів та їхніх підшипників повинен бути проведений методами вібраційної діагностики.

12.2.11 Вертикальна і поперечна складові вібрації (середнє квадратичне значення віброшвидкості або подвоєна амплітуда коливань), виміряні на підшипниках електродвигунів, з'єднаних з механізмами, не повинні перевищувати значень, наведених у інструкціях виробника.

У разі відсутності таких вказівок у технічній документації рівні віброшвидкості або подвоєна амплітуда коливань на підшипниках електродвигунів, з'єднаних з механізмами, не повинні бути вищими від значень, наведених у таблиці 12.3.

Періодичність вимірів вібрації відповідальних механізмів повинна бути встановлена графіком, який затверджує технічний керівник електростанції.

Таблиця 12.3

Значення віброшвидкості підшипників (мм/с) для двигунів потужністю, кВт (незалежно від швидкості обертання)			Подвоєна амплітуда коливань підшипників, мкм, при швидкості обертання, об/хв				Умови роботи двигуна (обмеження на експлуатацію)
меншою ніж 15	від 15 до 300	вищою ніж 300	3000	1500	1000	750 і менше	
1,8	2,8	4,5	30	60	80	95	без обмежень
4,5	7,1	11,2	50*	100*	130*	160*	не більше ніж 30 дБ
<p>* Для електродвигунів, з'єднаних з вуглерозмельювальними механізмами, димосмоками й іншими механізмами, обертовим частинам яких властиве швидке зношення, а також для електродвигунів, терміни експлуатації яких перевищують 15 років, допускають роботу агрегатів з підвищеною вібрацією підшипників електродвигунів протягом часу, необхідного для усунення причини підвищення вібрації але не більше ніж 30 дБ. В такому випадках вимірювання вібрації підшипників необхідно виконувати не рідше ніж один раз на добу, а контроль за температурою підшипників – щогодинно.</p>							

12.2.12 Нагляд за навантаженням електродвигуна, щітковим апаратом, вібрацією, температурою елементів і охолоджувальних середовищ електродвигуна (обмотки і осердя статора, повітря, підшипників тощо), догляд за підшипниками (підтримання необхідного рівня оливи) і пристроями підведення охолоджувального повітря, води до повітроохолодників і обмоток, а також операції з пуску і зупину електродвигуна повинен виконувати черговий персонал цеху, який обслуговує механізм.

У випадках, коли через камери охолодників проходять струмовідні частини, нагляд і обслуговування схеми охолодження в межах цих камер повинен виконувати персонал електроцеху.

12.2.13 Аварійні кнопки електродвигунів повинні бути опломбовані (опечатані). Зривати пломби (печатки) з аварійних кнопок для вимкнення електродвигуна дозволено тільки в аварійних випадках. Опломбування (опечатування) аварійних кнопок виконує персонал, що обслуговує привідні механізми про що в документації повинен бути зроблений відповідний запис.

12.2.14 Вимикати електродвигун під час його розвороту дозволено тільки в аварійних випадках.

Електродвигун повинен бути негайно вимкнений від мережі у разі нещасного випадку з людьми при виконанні робіт на електродвигуні чи на привідному механізмі, появи диму або вогню з корпусу електродвигуна, його пускових і збуджувальних пристроїв, поломки привідного механізму або двигуна.

Електродвигун повинен бути зупинений після пуску резервного (якщо такий є) у випадках:

- появи запаху горілої ізоляції;
- різкого збільшення вібрації електродвигуна або механізму;
- недопустимого зростання температури підшипників;
- зростання вище від допустимої температури обмоток або сталі статора.

Вимір температури виконувати технічними засобами з фіксацією результатів в технічній документації;

- загрози пошкодження електродвигуна (залиття водою, запарювання, поява нехарактерного для нормальної роботи шуму тощо).

12.2.15 Недопустима робота електродвигуна у випадку зникнення напруги на одній з фаз.

12.2.16 Заборонено вмикати в роботу електропомпи високого тиску (вище 80 кгс/см²) у разі несправного зворотного клапана.

Вимкнення електродвигуна помпи високого тиску персонал може проводити тільки після закриття засувки на напірній лінії помпи

Після автоматичного вимкнення електродвигуна помпи високого тиску за наявності електроприводу на напірній засувці, вона повинна автоматично закриватися.

12.2.17 Для двошвидкісних електродвигунів пуск дозволений тільки на першій (меншій) швидкості з наступним переходом на другу швидкість.

12.2.18 Для електродвигунів змінного струму потужністю більшою ніж 100 кВт, а також електродвигунів механізмів, що зазнають технологічних перевантажень, повинен бути забезпечений контроль струму статора або автоматичний контроль перевантаження (захист) з сигналізацією.

На електродвигунах постійного струму для приводу живильників палива, аварійних оливопомп турбін і ущільнень вала генератора незалежно від їх потужності необхідно контролювати струм якоря.

На шкалі приладу, який контролює струм, повинна бути нанесена червона риска, що вказує номінальний допустимий струм.

12.2.19 Профілактичні випробування і ремонт електродвигунів, їх знімання та встановлення під час ремонту; ремонт вмонтованих охолодників та колекторів безпосереднього охолодження електродвигунів (після вхідних фланцевих з'єднань) повинен виконувати персонал електроцеху.

Ремонт електродвигунів АЕС, що працюють у зоні суворого режиму, необхідно проводити у спеціалізованій майстерні.

12.2.20 Центрування і балансування агрегату, ремонт і монтаж з'єднувальних муфт (напівмуфт електродвигуна і механізму) і виносних підшипників, ремонт вкладишів підшипників ковзання електродвигунів, фундаментів і рами, оливної системи (у разі примусового змащування підшипників), пристроїв підведення повітря, а також води до повітроохолодників, до обмоток та інших елементів електродвигуна, охолодників, невмонтованих у статор електродвигунів, демонтаж електродвигунів для цих робіт, фарбування механізму й електродвигуна, нанесення оперативних найменувань і стрілок, що вказують напрямок обертання механізму і двигуна, підтримку чистоти агрегату і навколишніх площадок, а також зовнішньої поверхні збірок та шаф керування, які розташовані на цих площадках повинен робити персонал цеху, який обслуговує привідний механізм або персонал підрядної організації, яка виконує ремонт на цьому устаткуванні.

12.2.21 Профілактичні випробування і вимірювання на електродвигунах повинні бути організовані відповідно до СОУ-Н ЕЕ 20.302 та документації виробників.

ГЛАВА 12.3

СИЛОВІ ТРАНСФОРМАТОРИ ТА ОЛИВНІ РЕАКТОРИ

12.3.1 Під час експлуатації трансформаторів (автотрансформаторів), оливних реакторів (далі реакторів) і регулювальних трансформаторів повинна бути забезпечена їх тривала і надійна робота шляхом:

– дотримання навантажувальних і температурних режимів, рівня напруги, характеристик оливи й ізоляції у межах встановлених норм;

– утримування в справному стані пристроїв охолодження, регулювання напруги, захисту оливи та інших елементів.

12.3.2 Трансформатори (реактори), з пласкою кришкою, обладнані пристроями газового захисту, повинні бути встановлені так, щоб кришка мала підйом у напрямку до газового реле не менший ніж 1 %, а оливопровід до розширника – не менший ніж 2 %. За напівциліндричної форми верхньої частини бака нахил не є необхідним. Порожнина вихлопної труби повинна бути з'єднана з порожниною розширника. У разі пошкодження мембрана (діафрагма) на вихлопній трубі повинна бути замінена аналогічною тій, яка була поставлена виробником.

Вихлопна труба трансформатора (реактора) повинна бути направлена в ту сторону, яка унеможливує попадання оливи у разі її викиду на оперативний персонал при його переміщенні по маршруту обходу та сусіднє обладнання, або оснащена відповідними запобіжними відбійниками.

Маршрут обходу обладнання підстанцій оперативним персоналом повинен розроблятися з урахуванням можливого аварійного викиду оливи із вихлопної труби трансформатора (реактора).

12.3.3 Стационарні засоби пожежогасіння, оливоприймачі, оливовідводи та оливозбірники повинні бути у справному стані та регулярно перевірятися, згідно затвердженого графіку.

Система автоматичного пожежогасіння автотрансформаторів повинна бути у справному стані та перевірятися не рідше 1 разу на рік, без пуску води, і не рідше 1 разу на 3 роки з пуском води, при виводі в ремонт.

12.3.4 На баках трансформаторів і реакторів зовнішнього встановлення повинні бути зазначені станційні (підстанційні) номери, або надані їм єдині диспетчерські найменування, які повинні відповідати схемам станцій (підстанцій). Такі ж написи повинні бути на дверях і всередині трансформаторних пунктів і камер.

На баках однофазних трансформаторів і реакторів повинні бути нанесені кольорові позначення фаз.

12.3.5 Живлення електродвигунів пристроїв охолодження трансформаторів (реакторів) повинно бути здійснене, як правило, від двох джерел, а для трансформаторів (реакторів) з вимушеною циркуляцією оливи – із застосуванням автоматичного включення резерву (АВР).

12.3.6 Пристрої регулювання напруги під навантаженням (РПН) трансформаторів повинні бути в роботі і як правило, з автоматичним управлінням. Допускається встановлення неавтоматичного режиму керування РПН за рішенням технічного керівника об'єкта електроенергетики, якщо коливання напруги в мережі відповідають вимогам щодо якості електричної енергії. Робота РПН (кількість операцій) повинна фіксуватися лічильником кількості операцій. Під час дистанційних перемикачів РПН перебування персоналу поблизу трансформатора який знаходиться під навантаженням, напругою забороняється Огляд трансформаторів виконується у відповідності до вимог СОУ 40.1-21677681-07 та вимог виробника.

Перемикач пристрою РПН робочих трансформаторів ВП типу ТРДН і ТРДНС енергетичних блоків електростанцій необхідно проводити дистанційно, вживаючи заходи для недопущення перебування персоналу поблизу трансформатора. У разі виявлення дефектів пристрою РПН або його привідного механізму, їх необхідно усувати на вимкненому трансформаторі.

Перемикач пристрою РПН трансформатора, що перебуває під напругою, вручну з місця (рукою, кнопками чи ключами приводу РПН) заборонене.

12.3.7 Вентиляція закритих трансформаторних підстанцій і камер силових трансформаторів повинна забезпечувати роботу трансформаторів у всіх нормованих режимах.

12.3.8 На трансформаторах і реакторах з примусовою циркуляцією повітря та оливи (охолодження виду ДЦ) і на трансформаторах з примусовою циркуляцією води та оливи (охолодження виду Ц) пристрої охолодження повинні автоматично вмикатися (вимикатися) одночасно з вмиканням (вимиканням) трансформатора або реактора. Примусова циркуляція оливи та води повинна бути безперервною незалежно від навантаження. Порядок увімкнення (вимкнення) систем охолодження повинен бути визначений інструкцією виробника.

Експлуатація трансформаторів і реакторів з штучним охолодженням без увімкнених в роботу пристроїв сигналізації про припинення циркуляції оливи, охолоджувальної води або про зупин вентиляторів, заборонена. Роботоздатність цих пристроїв сигналізації повинна бути перевірена щорічно під час підготовки до роботи трансформатора в умовах високих температур.

Допускається перевірка роботоздатності пристроїв сигналізації проводити під час виконання планових капітальних та поточних ремонтів трансформаторів, але не рідше, ніж 1 раз на рік.

12.3.9 На трансформаторах з примусовою циркуляцією повітря і природною циркуляцією оливи (система охолодження Д) електродвигуни вентиляторів повинні автоматично вмикатися у разі досягнення температури оливи 55 °С або номінального навантаження незалежно від температури оливи і вимикатися у разі зниження температури оливи до 45 °С, якщо при цьому струм навантаження менший від номінального.

Умови роботи трансформаторів із вимкненим дуттям повинні бути визначені інструкцією виробника.

12.3.10 Для оливоводяного охолодження трансформаторів тиск оливи в охолоджувачах повинен перевищувати тиск циркулюючої в них води не менше ніж на 0,1 кгс/см² (10 кПа) за мінімального рівня оливи в розширнику трансформатора.

Система циркуляції води повинна бути увімкнена після вмикання робочих циркуляційних насосів за температури верхніх шарів оливи не нижчої ніж 15° С і вимкнена у разі зниження температури оливи до 10° С, якщо інше не обумовлене в документації виробника.

Повинні бути передбачені заходи для запобігання заморожування охолоджувача, циркуляційних насосів і водяних магістралей.

12.3.11 Олива в розширнику трансформатора (реактора), який не працює, повинна бути на рівні позначки вказівника рівня оливи, що відповідає середній температурі оливи в трансформаторі (реакторі), яка приблизно дорівнює середньодобовій температурі навколишнього повітря.

12.3.12 У разі номінального навантаження температура верхніх шарів оливи повинна бути (якщо виробниками не обумовлені інші температури) у трансформатора і реактора з охолодженням ДЦ – не вищою ніж 75° С; з природним оливним охолодженням М і охолодженням Д – не вищою ніж 95° С; у трансформаторів з охолодженням Ц температура оливи на вході в оливоохолодник повинна бути не вищою ніж 70° С.

Пристрої охолодження сухих трансформаторів мають завжди працювати в проектному режимі, а захист від перегріву повинен діяти на його вимкнення, якщо інше не передбачено виробником. Порядок контролю за температурним режимом сухих трансформаторів встановлюється за інструкціями виробників.

12.3.13 Допускається тривала робота трансформаторів (за потужності не більшої від номінальної) у випадку напруги на будь-якому відгалуженні обмотки на 10 % вищої від номінальної для цього відгалуження. У цьому разі напруга на будь-якій обмотці не повинна перевищувати найбільшу робочу.

Для автотрансформаторів з відгалуженнями в нейтралі для регулювання напруги або призначених для роботи з послідовними регульовальними трансформаторами, допустиме підвищення напруги повинно бути визначене виробником.

12.3.14 Для оливних трансформаторів допускається тривале перевантаження струмом будь-якої обмотки на 5 % номінального струму відгалуження, якщо напруга на відгалуженні не перевищує номінальної.

Допускаються тривалі перевантаження сухих трансформаторів встановлені інструкцією виробника.

Крім того, для трансформаторів залежно від режиму роботи, допускаються систематичні перевантаження, значення і тривалість яких регламентовані типовою інструкцією з експлуатації трансформаторів і інструкціями виробників.

В автотрансформаторах, до обмоток низької напруги яких під'єднані генератор, синхронний компенсатор або навантаження, повинен бути організований контроль струму загальної частини обмотки вищої напруги.

12.3.15 В аварійних режимах допускається короточасне перевантаження трансформаторів понад номінальний струм для всіх систем охолодження, значення і тривалість якого регламентована ДСТУ 3463, ДСТУ 2767 та інструкціями виробників.

12.3.16 У разі аварійного вимкнення пристроїв охолодження умови роботи трансформаторів визначаються вимогами документації виробника.

12.3.17 Увімкнення трансформаторів на номінальне навантаження допускається:

- з системами охолодження М і Д – за будь-якої мінусової температури повітря;
- з системами охолодження ДЦ і Ц – за температури навколишнього повітря не нижчої ніж мінус 25° С. За нижчих температур трансформатор повинен бути попередньо прогрітий вмиканням на навантаження близько 0,5 номінального без запуску системи циркуляції оливи до досягнення температури оливи мінус 25° С, після чого повинна бути увімкнена система циркуляції оливи. В аварійних умовах допускається увімкнення трансформаторів на повне навантаження незалежно від температури навколишнього повітря. У випадку, якщо виробником пред'являються інші вимоги, необхідно діяти згідно з ними;

- для системи охолодження зі спрямованим потоком оливи в обмотках трансформаторів НДЦ, НЦ – відповідно до інструкції виробника.

12.3.18 Перемикаючі пристрої РПН трансформаторів дозволено вмикати в роботу за температури оливи мінус 20° С і вищої (для заглибних резисторних пристроїв РПН) і мінус 45° С і вищої (для пристроїв РПН із струмообмежуючими реакторами, а також для перемикаючих пристроїв з контактором, розташованим на опорному ізоляторі поза баком трансформатора та обладнаним пристроєм підігріву).

Експлуатація пристроїв РПН повинна бути організована відповідно до вимог інструкцій виробників. Кількість перемикань, зафіксованих лічильником, встановленим на приводі, необхідно реєструвати в експлуатаційній документації не рідше, ніж один раз на місяць.

12.3.19 Для кожної електроустановки, залежно від графіка навантаження, з врахуванням надійності живлення споживачів і мінімуму втрат енергії повинна бути визначена кількість трансформаторів, які працюють одночасно.

У розподільчих електромережах напругою до 20 кВ включно повинні бути організовані вимірювання навантажень і напруг трансформаторів не рідше ніж два рази протягом першого року експлуатації (у період максимальних і мінімальних навантажень), а надалі – за необхідністю. Термін і періодичність вимірювань встановлює технічний керівник енергооб'єкту.

12.3.20 Змонтовані резервні трансформатори (реактори) необхідно постійно утримувати у стані готовності до увімкнення в роботу. Технічне обслуговування та контроль за станом резервних трансформаторів (реакторів) має виконуватись відповідно до вимог діючих нормативних документів.

12.3.21 Нейтралі обмоток 110 кВ та вище автотрансформаторів і реакторів, а також трансформаторів 330 кВ та вище повинні працювати в режимі глухого заземлення.

Допускається заземлення нейтралі трансформаторів і автотрансформаторів через спеціальні реактори або струмообмежувальні резистори. На під'єднання реактора або резистора повинен бути проект, погоджений із виробником трансформатора.

Трансформатори 110 і 220 кВ з випробувальною напругою нейтралі відповідно 100 і 200 кВ можуть працювати з розземленою нейтраллю за умови її захисту розрядником або обмежувачем перенапруг. У разі обґрунтування розрахунками допускається робота з розземленою нейтраллю трансформаторів 110 кВ з випробувальною напругою нейтралі 85 кВ, захищеною розрядником або обмежувачем перенапруг.

12.3.22 У випадку спрацювання газового реле на сигнал, трансформатор (реактор) повинен бути розвантажений і вимкнений для виявлення і ліквідації причин появи газу. Необхідно зробити зовнішній огляд трансформатора (реактора) і відібрати газ з реле вимкненого трансформатора (реактора) для аналізу і перевірки на горючість. Час виконання заходів для розвантаження і вимикання трансформатора повинен бути мінімальним. Якщо конструкція сучасних трансформаторів дозволяє здійснювати відбір газу з газового реле без вимкнення трансформатора, необхідно тільки розвантажити трансформатор до з'ясування причини спрацювання газового реле.

Якщо газ у реле негорючий, відсутні видимі ознаки пошкодження трансформатора (реактора), а його вимкнення викликало недовідпуск електроенергії, неприпустиме перевантаження іншого обладнання або неприпустиме зниження (підвищення) напруги, трансформатор (реактор), з дозволу технічного керівника енергокомпанії, електростанції або енергосистеми, може бути увімкнений в роботу до з'ясування причини спрацювання газового реле на сигнал. Тривалість роботи трансформатора (реактора) у цьому випадку встановлюється за вказівками технічного керівника.

За результатами аналізу газу з газового реле, хроматографічного аналізу розчинених в оливі газів, інших вимірювань (випробувань) необхідно встановити причину спрацювання газового реле на сигнал, визначити технічний стан трансформатора (реактора) і можливість його нормальної експлуатації.

12.3.23 У випадку автоматичного вимкнення трансформатора (реактора) дією захистів від внутрішніх пошкоджень трансформатор (реактор) можна вмикати в роботу тільки після огляду, випробувань, аналізу газу, оливи й усунення виявлених порушень.

У випадку вимкнення трансформатора (реактора) захистами, дія яких не пов'язана з його пошкодженням, а його вимкнення загрожує життю та здоров'ю людей чи неприпустиме за режимом роботи іншого обладнання мережі (наявність знеструмлених споживачів, втрата власних потреб енергооб'єкту, загроза порушенню стійкості, неприпустиме перевантаження іншого обладнання чи зниження (підвищення) напруги) він може бути увімкнений знову без перевірок.

12.3.24 Трансформатори потужністю 120 кВА та більшою і реактори необхідно експлуатувати з системою безперервної регенерації оливи в термосифонних або адсорбційних фільтрах. Необхідно періодично замінювати сорбент у фільтрах згідно з типовою інструкцією з експлуатації трансформаторів.

Олива в трансформаторах (реакторах), а також у їх розширниках або розширниках пристроїв РПН повинна бути захищена від безпосереднього контакту з навколишнім повітрям.

Пристрої, які запобігають зволоженню оливи в трансформаторах (реакторах), повинні бути постійно увімкнені незалежно від режиму роботи трансформатора (реактора). Експлуатація зазначених пристроїв повинна бути організована відповідно до інструкції виробника.

Олива негерметичних оливонаповнених вводів повинна бути захищена від зволоження.

12.3.25 З метою запобігання зволоження ізоляції та погіршення якості оливи сорбент в повітроосушниках, термосифонних та адсорбційних фільтрах, трансформаторів (реакторів) та в повітроосушниках негерметичних оливонаповнених вводів необхідно замінювати в міру його зволоження, але не рідше ніж один раз на рік.

12.3.26 Увімкнення в мережу трансформатора (реактора) можна здійснювати як поштовхом на повну напругу, так і підйомом напруги з нуля.

12.3.27 Огляд трансформаторів (реакторів) оперативним, оперативно-виробничим персоналом без їх вимкнення, з записом в оперативній документації, повинен бути проведений в такі терміни:

а) в установках з постійним чергуванням персоналу:

– головних трансформаторів електростанцій і підстанцій, трансформаторів ВП (в тому числі резервних) і реакторів – один раз протягом чергової зміни або під час прийому – здачі чергової зміни;

– інших трансформаторів – один раз на добу;

б) в установках без постійного чергування персоналу – не рідше одного разу на місяць та одночасно з іншим устаткуванням, яке необхідно оглядати частіше;

в) в трансформаторних пунктах – не рідше одного разу на 6 місяців.

Залежно від місцевих умов і стану трансформаторів (реакторів) технічний керівник енергооб'єкту може змінити вказані терміни.

У разі різкого зниження температури зовнішнього повітря або інших різких змінах погодних умов необхідно здійснити позачергові огляди всіх трансформаторів і реакторів зовнішнього установаження, перевіривши рівень оливи, стан вводів і системи охолодження.

Крім того трансформаторні установки повинні періодично не рідше ніж 1 раз на 6 місяців оглядатись керівним персоналом, за яким встановлена відповідальність за експлуатацію обладнання

12.3.28 Експлуатація трансформатора та його складових частин повинна бути організована згідно СОУ 40.1-21677681-07 та вимог документації виробника.

12.3.29 Поточні ремонти трансформаторів (реакторів) повинні бути проведені залежно від їх стану і в міру необхідності. Періодичність поточних ремонтів встановлює технічний керівник енергооб'єкту. Ремонт необхідно виконувати згідно із затвердженими графіком і обсягом.

12.3.30 Капітальні ремонти трансформаторів необхідно проводити залежно від результатів моніторингу, діагностики, профілактичних випробувань та їх фактичного стану відповідно до інструкції виробника.

12.3.31 Експлуатація системам моніторингу, діагностики та управління трансформаторів, у тому числі системою моніторингу вологовмісту та вмісту газів у трансформаторному маслі та пристроїв контролю стану вводів має бути організована згідно вимог інструкцій, НД та документації виробника.

ГЛАВА 12.4 РОЗПОДІЛЬЧІ УСТАНОВКИ

12.4.1 Електроустаткування розподільчих установок (РУ) усіх видів і напруги за номінальними параметрами повинно задовольняти умови роботи як при номінальних режимах, так і у разі коротких замикань, перенапруги та нормованих перевантажень. Персонал, який обслуговує розподільчі установки, повинен знати і мати у розпорядженні інструкції з експлуатації, схеми та вказівки щодо допустимих режимів роботи електроустаткування в нормальних та аварійних умовах, забезпечений електрозахисними засобами.

12.4.2 Розподільчі установки напругою 330 кВ і вищою повинні бути оснащені засобами біологічного захисту у вигляді стаціонарних та інвентарних (переносних і знімних) екрануючих пристроїв, індивідуальними екранувальними комплектами, а також засобами індивідуального захисту. Персонал розподільчих установок 330 кВ і вище повинен мати у своєму розпорядженні карту напруженості електричного поля на території підстанції з вказаними на ній маршрутами огляду устаткування і проходів до робочих місць .

Карта напруженості електричного поля повинна бути виконана згідно ДСН 198.

12.4.3 Клас ізоляції електроустаткування повинен відповідати номінальній напрузі мережі, а пристрої захисту від перенапруги – рівню ізоляції електроустаткування.

У разі розташування електроустаткування в місцевостях із забрудненою атмосферою, на стадії проектування повинно бути вибрано устаткування з ізоляцією, яка забезпечуватиме надійну роботу без додаткових заходів захисту.

Під час експлуатації устаткування у місцевості з забрудненою атмосферою необхідно також керуватися СОУ-Н МЕВ 40.1-00013741.

Клас ізоляції електроустаткування повинен відповідати номінальній напрузі мережі, а пристрої захисту від перенапруг – рівню ізоляції електроустаткування.

Під час проведення реконструкції, технічного переоснащення (модернізації) РУ з використанням елегазового устаткування для запобігання конденсації елегазу його мінімальна робоча температура повинна бути нижчою від абсолютної мінімальної температури (найнижчої температури повітря в даному регіоні, зареєстрованої метеослужбою) навколишнього повітря в місці розташування розподільчих установок. Абсолютна мінімальна температура регіону вибирається згідно зі ДСТУ-Н Б В.1.1-27 або даними регіональної метеорологічної служби.

12.4.4 Температура повітря усередині приміщень ЗРУ понад 40° С недопустима у будь-яку пору року. У разі її перевищення повинні бути вжиті заходи для зниження температури устаткування або охолодження повітря. Температура в приміщенні комплектних розподільчих установок з елегазовою ізоляцією (КРУЕ) повинна бути в межах вимог експлуатаційної технічної документації виробника.

12.4.5 Повинні бути вжиті заходи від проникнення тварин, птахів і комах у приміщення ЗРУ, релейних зал, кабельних споруд, у комплектні розподільчі установки, шафи управління і низьковольтні комплектні пристрої зовнішньої установки.

12.4.6 Підлоги в приміщеннях з обладнанням повинні бути покриті матеріалом, що запобігає пилоутворенню.

12.4.7 Приміщення розподільчих установок, в якому встановлені камери КРУЕ або елегазові вимикачі, а також приміщення для їх ревізії та ремонту повинні бути ізольовані від інших приміщень. Приміщення повинні бути обладнані припливно-витяжною вентиляцією з відсмоктуванням повітря знизу. Повітря припливної вентиляції повинно проходити через фільтри класу не нижче G2

за ДСТУ 4319. Прибирання приміщень КРУЕ необхідно проводити мокрим або вакуумним способом.

Приміщення з камерами КРУЕ повинні бути обладнані пристроями, що сигналізують про недопустиму концентрацію елегазу й автоматично вмикають припливно-витяжну вентиляцію. При вході, в приміщенні розподільчих установок з елегазовими вимикачами або КРУЕ, повинні бути встановлені покажчики стану вентиляції та пристрої, що дають змогу включати вентиляцію. Періодичність перевірки цієї системи визначає технічний керівник енергооб'єкту.

12.4.8 Контроль концентрації елегазу в приміщеннях КРУЕ і закритих розподільчих установок з елегазовою ізоляцією (ЗРУЕ) необхідно проводити за допомогою спеціальних галогенних течешукачів* на висоті від 10 см до 15 см від рівня підлоги.

Примітка.* Галогенний течешукач – прилад, що визначає наявність у повітрі елементів галогенної групи та їх сполуки, таких як елегаз, бром, фреон, хлор та інші.

Перед проведенням робіт в кабельних каналах, заглибленнях, підвалах, останні необхідно добре провентилувати, здійснюючи контроль галогенним течешукачем.

Концентрація елегазу в приміщеннях не повинна перевищувати допустимих санітарних норм.

12.4.9 Приміщення ревізії та ремонту елегазового устаткування повинно мати такі допоміжні технологічні елементи:

– джерело сухого стисненого повітря тиском від 5 кгс/см² до 6 кгс/см² (від 0,5 МПа до 0,6 МПа) для продування трубок, а також попереднього очищення вузлів і деталей у витяжній шафі;

– систему місцевої вентиляції, що дає змогу відсмоктувати гази під час їх відведення з устаткування, яке ремонтують;

– компресорну установку з поглинальними (адсорбційними) і механічними фільтрами, призначену для відведення елегазу з устаткування, яке ремонтують, і подавання в балони і назад;

– вакуумну помпу та виробничий порохотяг, вихлоп яких приєднується до ємності з розчином для нейтралізації продуктів розпаду елегазу під час горіння дуги в дугогасній камері;

– герметичну ємність з нержавіючої сталі для нейтралізації газоподібних продуктів розкладу елегазу об'ємом від 10 л до 15 л розчину;

– негерметичну ємність з нержавіючої сталі для нейтралізації твердих продуктів розкладу елегазу об'ємом від 20 л до 40 л розчину;

– прилад для визначення чистоти елегазу;

– прилад для визначення вологості (температури точки роси) елегазу;

– резервуар для збору забрудненого (відпрацьованого) елегазу. Нейтралізуючий розчин – це розчин NaOH (KOH або Na₂CO₃) у співвідношенні 0,5 кг на 10 л води. Термін придатності розчину – 1 доба.

До герметичної ємності з нейтралізуючим розчином приєднують компресорну установку за потреби відведення забрудненого елегазу, а також вихлоп порохотягу у разі чищення внутрішніх порожнин і окремих деталей від твердих продуктів розкладу елегазу.

Негерметична ємність з розчином призначена для нейтралізації твердих продуктів розкладу елегазу (сірого порошку) на деталях, елементах, гумових ущільненнях, фільтрах-поглиначах комутаційного апарата або КРУЕ, інструменті, а також для нейтралізації фільтрів порохотягу, ганчір'я тощо. Ганчір'я, гумові ущільнення, фільтри й адсорбент після нейтралізації подальшому використанню не підлягають та викидаються у відходи. Деталі й інструменти після нейтралізації повинні бути промиті проточною водою, після чого вони придатні до подальшого застосування.

У разі нового заповнення, а також після проведення технічного обслуговування чистота елегазу повинна бути не меншою ніж 95 %, а температура точки роси не перевищувати мінус 15° С. Під час експлуатації температура точки роси не повинна перевищувати мінус 10° С.

Якщо заповнення комутаційного апарата або КРУЕ проводиться з балона заводу-виробника, то чистоту елегазу, а також його вологість можна не визначати.

12.4.10 Між деревами і струмовідними частинами розподільчих установок повинні бути відстані, які не дають можливості перекриття струмовідних частин, а також пошкодження частин розподільчих установок у разі падіння дерева.

12.4.11 Кабельні канали та наземні лотки розподільчих установок повинні бути закриті негорючими плитами, а місця виходу кабелів з кабельних каналів, тунелів, поверхів і переходи між кабельними відсіками повинні бути ущільнені негорючим матеріалом.

Тунелі, підвали, канали необхідно утримувати в чистоті, а дренажні пристрої повинні забезпечувати безперешкодне відведення води.

12.4.12 Оливоприймачі, оливонакопичувачі, гравійні підсипання, дренажі й оливовідводи необхідно підтримувати у справному стані, а також періодично очищувати та перевіряти не рідше двох разів на рік. Гравійне підсипання у разі забруднення або значного заоливлення повинно бути промите або замінене.

12.4.13 Рівень оливи в оливних вимикачах, вимірювальних трансформаторах та негерметичних вводах необхідно підтримувати в межах шкали оливопоказчика для максимальної і мінімальної температур навколишнього повітря.

Олива негерметичних вводів вимірювальних трансформаторів зовнішнього розташування повинна бути захищена від зволоження й окислювання.

Тиск оливи в герметичних вводах повинен відповідати навантажувальним кривим з урахуванням висоти встановлення манометра відносно верхньої частини вводу.

12.4.14 Розподільчі установки напругою 3 кВ і вищою повинні бути обладнані блокувальними пристроями, що запобігають можливості помилкових операцій роз'єднувачами, відділювачами, короткозамикачами, викотними візками розподільчих установок (КРУ) та заземлювальними ножами. Блокувальні пристрої, крім механічних, повинні бути постійно опломбовані.

12.4.15 На щоглових трансформаторних підстанціях, перемикальних пунктах та інших пристроях, приводи роз'єднувачів і шафи щитів низької напруги повинні бути замкнені на замок.

Стаціонарні драбини біля площадки обслуговування повинні бути заблоковані з роз'єднувачами і також замкнені на замок.

12.4.16 Для встановлення заземлень у розподільчих установках напругою 3 кВ і вищою необхідно застосовувати стаціонарні заземлювальні ножі. У діючих електроустановках, в яких заземлювальні ножі не можуть бути встановлені за умовами компоновання або конструкції, заземлення здійснюють за допомогою переносних заземлювачів.

Ручки приводів заземлювальних ножів повинні бути пофарбовані у червоний колір, а заземлювальні ножі, як правило, у чорний.

12.4.17 На дверях та внутрішніх стінках камер ЗРУ, устаткуванні ВРУ, зовнішніх і внутрішніх лицьових частинах КРУ, збірках, а також на лицьовому і зворотному боках панелей щитів повинні бути написи, що вказують призначення приєднань і їх оперативне найменування.

На дверях розподільчих установок повинні бути встановлені попереджувальні знаки згідно з вимогами НПАОП 40.11.07-01.

Збірні та з'єднувальні шини ЗРУ виконані жорстким ошинуванням, повинні мати забарвлення, яке відповідає кольоровому позначенню фаз.

На запобіжних щитках і/або біля запобіжників приєднань повинні бути написи, що вказують номінальний струм плавкої вставки.

На металевих частинах корпусів високовольтного устаткування повинно бути виконане кольорове позначення фаз.

12.4.18 У розподільчих установках у спеціально відведених місцях повинні бути розміщені переносні заземлення, захисні та протипожежні засоби, а також засоби для надання долікарської допомоги потерпілим від нещасних випадків, укомплектовані згідно вимог діючих нормативних документів.

Бригади, які обслуговують ВРУ протяжністю 500 м і більше, повинні бути оснащені засобами зв'язку.

Для розподільчих установок РУ, які обслуговують оперативно-виїзні бригади (ОВБ), переносні заземлення, засоби для надання долікарської допомоги, захисні і первинні засоби пожежогасіння можуть бути в ОВБ, транспортні засоби повинні бути обладнані пристроями для їх перевезення.

12.4.19 У розподільчих установках повинні бути передбачені ремонтно-технологічні шафи для під'єднання електроустаткування та механізмів, таких як зварювальні пости, випробувальні пристрої, електролабораторії, електротелескопічні вишки тощо.

12.4.20 Огляд устаткування розподільчих установок оперативним та оперативно-виробничим персоналом без вимкнення від мережі повинен бути організований:

– в установках з постійним чергуванням персоналу – не рідше ніж протягом чергової зміни або під час приймання-здавання чергової зміни; у темний час доби для виявлення розрядів, коронування – не рідше ніж два рази на місяць, переважно у вологу погоду;

– в установках без постійного чергування персоналу – не рідше ніж один раз на місяць, а в трансформаторних і розподільчих пунктах – не рідше ніж один раз на 6 місяців. За несприятливої погоди (сильний туман, мокрий сніг, ожеледь тощо) або посиленого забруднення на ВРУ, а також після вимкнення устаткування у разі короткого замикання повинні бути організовані додаткові огляди. Про всі помічені несправності повинні бути зроблені записи в оперативному журналі і журналі дефектів, а також доведено до відома вищого оперативного та інженерно-технічного персоналу.

Несправності повинні бути усунені в найкоротший термін.

Зовнішній огляд струмопроводів необхідно проводити на електростанціях щодня. У разі зміни забарвлення оболонки струмопроводу під дією температури він повинен бути вимкнений. Внутрішній огляд струмопроводів напругою 6 – 20 кВ необхідно проводити під час капітальних ремонтів (не рідше 1 разу в 4 роки), якщо інші терміни не обумовлені вимогами інструкцій виробників. Шафи управління вимикачів та роз'єднувачів, верхня частина яких розташована на висоті 2 м від поверхні землі і більшій, повинні мати стаціонарні площадки обслуговування.

12.4.21 У разі виявлення витікання стисненого повітря у вимкнених повітряних вимикачів, припинення подачі в них стисненого повітря слід проводити тільки після розбирання схеми цих вимикачів роз'єднувачами, з попереднім зняттям з них напруги.

12.4.22 Тиск елегазу у вимикачах і елементах камер КРУЕ необхідно періодично (відповідно до вимог виробника) перевіряти за показами штатних денсиметрів або манометрів.

Під час контролю тиску елегазу за допомогою штатного манометра необхідно порівнювати його покази з розрахунковим тиском елегазу, який повинен відповідати певній температурі навколишнього середовища. Такий розрахунковий тиск потрібно

визначати за кривою стану елегазу (залежність тиску від температури), яка наведена в документації виробника.

Визначення місця витікання елегазу проводять за допомогою спеціалізованих сертифікованих, перевірених пристроїв, наприклад: галогенного течешукача.

12.4.23 Шафи з апаратурою пристроїв релейного захисту та автоматики, шафи затискачів, зв'язку і телемеханіки; шафи управління та розподільчі шафи повітряних вимикачів, а також шафи приводів вимикачів, відділювачів, короткозамикачів і моторних приводів роз'єднувачів, встановлених в розподільчих установках, повинні мати пристрої електропідігрівання (антиконденсатні підігрівачі, якщо це передбачено виробником), які вмикаються у разі зниження температури навколишнього повітря нижче від 5° С.

12.4.24 Комплектні розподільчі установки 6 – 20 кВ повинні бути обладнані швидкодіючим захистом від дугових коротких замикань усередині відсіків камер КРУ.

12.4.25 Автоматичне управління, захист і сигналізацію, запобіжні клапани повітро-приготувальної установки необхідно систематично перевіряти і регулювати відповідно до вимог чинних НД.

12.4.26 Осушування стисненого повітря в компресорних установках для комутаційних апаратів здійснюють, переважно, термодинамічним способом.

Необхідний ступінь осушування стисненого повітря забезпечується за кратності перепаду між номінальним компресорним і номінальним робочим тиском комутаційних апаратів не меншій ніж два для апаратів з номінальним робочим тиском 20 кгс/см² (2 МПа) і не меншій ніж чотири для апаратів з номінальним робочим тиском від 26 кгс/см² до 40 кгс/см² (від 2,6 МПа до 4,0 МПа).

Для повітряних вимикачів, повітря яких повинно мати температуру точки роси не вищу ніж мінус 40° С, додаткове його осушування здійснюють блоками осушування повітря (БОП).

БОП встановлюють після компресорів, тому тиск повітря на виході з останнього ступеня компресорів не повинен перевищувати робочого тиску БОП.

12.4.27 Вологу з усіх повітрозбірників компресорного тиску від 40 кгс/см² до 45 кгс/см² (від 4,0 МПа до 4,5 МПа) необхідно відводити не рідше ніж один раз на 3 доби, а на об'єктах без постійного чергування персоналу – за затвердженим графіком, але не рідше одного разу на місяць.

Днища повітрозбірників і спускний вентиль повинні бути утеплені й обладнані пристроєм електропідігрівання, який вмикають вручну перед спусканням конденсату на час, необхідний для топлення льоду, у разі мінусової температури навколишнього повітря.

Відведення вологи з конденсатозбірників груп балонів тиском 230 кгс/см² (23 МПа) повинно здійснюватися автоматично для кожного запуску компресорів. Щоб уникнути замерзання вологи, нижні частини балонів та конденсатозбірники повинні бути встановлені в теплоізоляційній камері з електропідігрівом за винятком балонів, встановлених після блоків очищення стисненого повітря.

У разі використання БОП у системі повітроприготувальної установки відведення вологи з їх вологовіддільників повинно здійснюватися автоматично для кожного запуску компресорів. Відведення вологи з балонів та повітрозбірників проводять вручну.

Періодичність продування повинна бути встановлена на підставі досвіду експлуатації, але не рідше ніж один раз на 2 місяці.

Контроль вологості повітря проводять гігрометром, що вимірює температуру точки роси. Перевірку ступеня осушування повітря на виході з БОП необхідно проводити один раз на добу.

12.4.28 Резервуари повітряних вимикачів та інших апаратів, а також повітрозбірники, балони і БОП повинні задовольняти вимоги НПАОП 0.00-1.81, а також НПАОП 0.00-1.13.

Внутрішній огляд резервуарів повітряних вимикачів та інших апаратів необхідно проводити під час капітальних ремонтів, якщо інші терміни не обумовлені вимогами інструкцій виробників.

Внутрішній огляд повітрозбірників і балонів компресорного тиску необхідно проводити не рідше ніж один раз на 2 роки, а їх гідравлічні випробування – не рідше ніж один раз на 8 років. У разі використання БОП у повітроприготувальній мережі внутрішній огляд і гідравлічні випробування як повітрозбірників з балонами компресорного тиску, так і самих адсорберів БОП необхідно проводити один раз на 8 років.

Гідравлічні випробування резервуарів повітряних вимикачів необхідно проводити і у тих випадках, коли під час огляду виявлені дефекти, що викликають сумнів у достатній міцності резервуарів. Внутрішні поверхні резервуарів повинні мати антикорозійне покриття.

12.4.29 Стиснене повітря, яке використовують у повітряних вимикачах і приводах інших комутаційних апаратів, повинно бути очищене від механічних домішок за допомогою фільтрів, встановлених у розподільчих шафах кожного повітряного вимикача або на повітропроводі, що живить привід кожного апарата. Після закінчення монтажу повітроприготувальної мережі перед початковим наповненням резервуарів повітряних вимикачів і приводів інших апаратів повинні бути продуті усі повітропроводи.

Для попередження забруднення стисненого повітря в процесі експлуатації необхідно проводити продування:

- магістральних повітропроводів при плюсовій температурі навколишнього повітря – не рідше ніж один раз на 2 місяці;
- повітропроводів від магістральної мережі до розподільчої шафи і від шаф до резервуарів кожного полюса вимикачів та приводів інших апаратів з їх від'єднанням від апарата – після кожного середнього та капітального ремонтів апарата;
- резервуарів повітряних вимикачів – після поточних, середніх і капітальних ремонтів.

12.4.30 Повітряні вимикачі необхідно періодично перевіряти на наявність вентиляції внутрішніх порожнин ізоляторів. Спосіб та періодичність перевірок повинна бути встановлена на підставі рекомендацій заводів-виробників.

Після випуску стисненого повітря з резервуарів і хоча б короткочасного (не менше ніж 8 год) сполучення з атмосферним повітрям, ізоляція повітряного вимикача перед вмиканням його в електричну мережу повинна бути просушена відповідно до методики виробника.

12.4.31 Всі комутаційні апарати, а також заземлювальні ножі повинні бути обладнані показчиками вимкненого та увімкненого положень.

12.4.32 На вмикачах-вимикачах 750 кВ серії ВО після автоматичних безінерційних вмикань шунтуючого реактора необхідно провести огляд іскрового проміжку «куля – голка» з метою визначення пошкодження останнього та придатності його для подальшої експлуатації.

Огляд проводить (без зняття напруги) оперативний персонал із землі за допомогою бінокля.

Вакуумні вимикачі експлуатують відповідно до вказівок заводу-виробника.

12.4.33 Поточний ремонт устаткування РУ, а також перевірку його дії (випробування) необхідно проводити в міру необхідності в терміни, які встановлює технічний керівник електроенергетичного підприємства. Під час всього терміну

експлуатації високовольтних вимикачів необхідно проводити по фазний підрахунок напрацювання як механічного ресурсу, так і ресурсу з вимкнення струмів короткого замикання. Особливо це важливо для елегазових вимикачів.

За необхідності проводять дозаправлення вимикача елегазом до номінального тиску.

12.4.34 Перший капітальний ремонт устаткування розподільчих установок необхідно проводити в терміни, зазначені в технічній документації виробників. Наступні капітальні ремонти проводять:

- вимикачів навантаження, роз'єднувачів та заземлювальних ножів – один раз на 4-8 років (залежно від конструктивних особливостей);
- вакуумних вимикачів – згідно з вимогами виробника;
- оливних вимикачів – один раз на 6 – 8 років;
- повітряних вимикачів – один раз на 4 – 6 років;
- елегазових вимикачів – згідно з вимогами виробника;
- відокремлювачів і короткозамикачів з відкритим ножом і їх приводів – один раз на 2 – 3 роки;
- компресорів – після напрацювання годин, згідно з інструкцією виробника.

Періодичність наступних капітальних ремонтів може бути змінена, на підставі досвіду експлуатації. Зміну періодичності ремонтів на приєднаннях, що перебувають у віданні диспетчера енергосистеми, здійснюють за рішенням або погодженням, залежно від відомчої належності, керівництва ЕЕС, а на інших приєднаннях – за рішенням технічного керівника енергетичного підприємства.

Обсяг робіт по ремонту устаткування РУ повинен визначатися технологічними картами розробленими на конкретний тип устаткування, з урахуванням вимог виробника, терміну та досвіду експлуатації.

Звітний технічний документ, який підтверджує виконання ремонту, повинен відображати всі виконані технологічні операції згідно технологічної карти.

У разі виведення в ремонт устаткування розподільчих установок (один раз на 6 – 8 років) вакуумні й елегазові вимикачі перевіряють і випробовують в обсязі приймально-здавальних випробувань устаткування, що вводиться вперше.

Якщо деякі види устаткування передбачають капітальний ремонт із повним розбиранням і заміною окремих елементів, то такий ремонт проводять за рішенням технічного керівника на підставі електроенергетичного підприємства вимог виробника.

Після вичерпання ресурсу необхідно провести капітальний ремонт устаткування РУ незалежно від тривалості його експлуатації.

12.4.35 Випробування та перевірка електроустаткування РУ повинні бути організовані згідно з СОУ-Н ЕЕ 20.302. Контроль технічного стану опорно-стрижньових ізоляторів необхідно проводити ультразвуковим методом та засобами інфрачервоної техніки згідно з СОУ-Н ЕЕ 40.12-00100227-46 як в експлуатації так і під час приймально-здавальних випробувань. При цьому механічні випробування опорно-стрижньових ізоляторів в процесі монтажу роз'єднувачів і відокремлювачів на напругу 35 – 220 кВ виконувати не вимагається. Допускається проводити вказані одноразові механічні випробування опорно-стрижньових ізоляторів в експлуатації на розсуд технічного керівника в залежності від результатів експлуатації обладнання, якщо механічні випробування не виконувалися під час монтажу роз'єднувачів і відокремлювачів.

12.4.36 У міжремонтний період при максимально можливих навантаженнях на розподільчих установках повинен бути проведений тепловізійний контроль контактних з'єднань устаткування, збірних і з'єднувальних шин, а також проводів і тросів ПЛ згідно з СОУ-Н ЕЕ 20.577. Устаткування, яке під час планового тепловізійного контролю не перебуває під навантаженням, слід обліковувати і проводити окремий тепловізійний контроль під час його навантажувального режиму.

У разі підвищеного нагріву контактних з'єднань необхідно провести ревізію болтових контактних з'єднань з вимірюваннями та перевірками згідно з СОУ-Н ЕЕ 20.302, а пресовані і зварні контактні з'єднання необхідно замінити.

12.4.37 Нагляд за технічним станом металевих та залізобетонних порталів, а також баштових споруд РУ 35-750 кВ повинен проводитись згідно вимог СОУ-Н ЕЕ 20.572. Методичні вказівки з обстеження металевих і залізобетонних порталів відкритих розподільчих установок напругою 35 – 750 кВ.

Під час виконання огляду порталів особливу увагу слід звертати на їх технічний стан, стан вузлів кріплення натяжних ізолювальних підвісок та відсутність гніздування птахів. Виявлені недоліки потребують негайного усунення.

12.4.38 На території та в охоронній зоні РУ повинно бути організоване регулярне скошування трави та видалення порослі.

ГЛАВА 12.5 СТАЦІОНАРНІ АКУМУЛЯТОРНІ УСТАНОВКИ

12.5.1 Стационарні акумуляторні установки складаються з зарядно-підзарядних пристроїв (ЗПП) та об'єднаних в акумуляторну батарею (АБ) свинцево-кислотних акумуляторів однакових типів з однаковими характеристиками:

- вентильованих¹⁾;
- з регульовальним клапаном²⁾;
- герметичних³⁾.

Примітка 1. Вентильований акумулятор – це акумулятор, обладнаний, як правило, незнімною кришкою з отвором, закритим знімною пробкою або запобіжним пристроєм, через які можуть вільно видалятися газоподібні продукти електролізу. Запобіжний пристрій – це фільтр, гасник полум'я тощо, встановлений на акумуляторі з метою підвищення його вибухової і пожежної безпеки

Примітка 2. Акумулятор з регульовальним клапаном – це закритий (закупорений) в нормальних умовах експлуатації акумулятор, обладнаний регульовальним клапаном, через який можуть видалятися газоподібні продукти електролізу у разі перевищення внутрішнього тиску заздалегідь установленого значення. Зазвичай доливання електроліту в такі акумулятори є неможливим. У позначенні свинцево-кислотних батарей застосовують аббревіатуру VRLA (valve regulated lead acid battery – свинцево-кислотна батарея з регульовальним клапаном).

Примітка 3. Герметичний акумулятор – це акумулятор, в якому газоподібні продукти електролізу та електроліт повністю утримуються в корпусі впродовж усього терміну служби в умовах, визначених виробником. Доливання електроліту є неможливим. Герметичний акумулятор може бути обладнаний пристроєм, що запобігає небезпечно високому внутрішньому тиску.

Допускається встановлювати в одному приміщенні декілька свинцево-кислотних АБ одного типу. Встановлення в одному приміщенні свинцево-кислотних та лужних АБ заборонено.

Під час експлуатації акумуляторних установок повинні бути забезпечені їх тривала надійна робота і необхідний рівень напруги на шинах постійного струму в нормальних і аварійних режимах.

В аварійних режимах АБ повинна забезпечувати роботу устаткування протягом не менше однієї години з необхідним рівнем напруги.

12.5.2 Під час приймання вперше змонтованої або після капітального ремонту стаціонарної акумуляторної установки повинні бути перевірені:

- відповідність будівельної частини акумуляторних приміщень вимогам ПУЕ;
- справність припливно-витяжної вентиляції;

- справність освітлення;
- справність ЗПП;
- справність системи опалювання приміщень;
- справність системи кондиціонування повітря приміщень;
- справність АБ.

Під час приймання вперше змонтованої або після капітального ремонту вентилярованої АБ повинні бути перевірені:

- якість електроліту за результатами аналізу проб, взятих в кінці контрольної розрядки;
- густина електроліту, приведена до температури 20° С;
- ємність АБ після десятигодинної розрядки, приведена до температури 20° С;
- напруга елементів наприкінці зарядки та розрядки;
- значення перехідного опору міжелементних перемичок;
- опір ізоляції АБ відносно землі.

Для інших типів АБ обсяги перевірки визначаються експлуатаційною документацією виробника.

Акумуляторну батарею можна уводити в експлуатацію після досягнення нею 95 % номінальної ємності на першому циклі заряду і 100 % номінальної ємності – не пізніше 5-го циклу заряду, якщо інше не передбачене експлуатаційною документацією виробника.

12.5.3 Акумуляторні батареї необхідно експлуатувати в режимі постійного підзарядження.

Для вентилятованих АБ типів СК і СН напруга підзарядження повинна становити $2,2 \pm 0,05$ В на елемент і $2,18 \pm 0,04$ В на елемент відповідно.

Для інших типів АБ напруга підзарядження на елемент повинна відповідати вимогам виробника.

Підзарядна установка повинна забезпечувати стабілізацію напруги на шинах АБ з відхиленнями, які не перевищують встановлені виробником АБ, але не більше ніж 2 % номінальної напруги. Оптимальні рівні напруги та струму підзарядки повинні бути встановлені інструкцією з експлуатації з урахуванням індивідуальних властивостей кожної АБ і кліматичних умов її експлуатації.

Додаткові елементи АБ, які використовують у роботі не постійно, повинні мати окремий пристрій підзарядження. Додаткові елементи АБ експлуатують у режимі постійного підзарядження.

12.5.4 Кислотні АБ необхідно експлуатувати без тренувального розрядження і періодичного вирівнювального перезарядження.

Не рідше ніж один раз на рік повинно бути проведене вирівнювальне зарядження АБ типу СК напругою від 2,3 В до 2,35 В на елемент до досягнення усталеного значення густини електроліту в усіх елементах від $1,2$ г/см³ до $1,21$ г/см³ при температурі 20° С. Тривалість вирівнювального зарядження залежить від стану АБ і повинна бути не меншою ніж 6 год

Вирівнювальні зарядження АБ типу СН проводять напругою від 2,25 В до 2,4 В на елемент після доливання дистильованої води до рівня від 35 мм до 40 мм над захисним щитком (у разі зниження рівня електроліту до 20 мм над захисним щитком) до досягнення густини електроліту від $1,235$ г/см³ до $1,245$ г/см³ при температурі 20° С. Тривалість вирівнювального зарядження орієнтовно становить: для напруги 2,25 В – 30 год, для 2,4 В – 5 год

Для інших типів АБ вирівнювальне зарядження виконують згідно з інструкцією виробника.

За наявності в АБ (всіх типів) поодиноких елементів із зниженою напругою та зниженою густиною електроліту (відстаючі елементи) для них необхідно проводити додаткове вирівнювальне зарядження від окремого переносного випрямного пристрою.

12.5.5 На теплових електростанціях (ТЕС) контрольне розрядження вентилюваних АБ для визначення їхньої фактичної ємності (у межах номінальної ємності) необхідно виконувати один раз на 1 – 2 роки. На ГЕС і ПС контрольне розрядження вентилюваних АБ необхідно виконувати за необхідністю.

За умови роботи вентилюваних АБ типу СК на підстанціях, ГЕС або ВРУ електростанцій у режимі потужних поштовхових навантажень перевірку працездатності АБ за спадом напруги під час короткочасних (не більше ніж 5 с) розрядках струмом 1,5 – 2,5 струму одногодинного розрядження (струмом поштовху) виконують один раз на два роки, а за наявності електромагнітних приводів вимикачів – один раз на рік. Напруга такої повністю зарядженої справної АБ в момент поштовху не повинна знижуватися більше ніж на 0,4 В на елемент від напруги в момент, що передує поштовху струму.

Значення струму контрольного розрядження та струму поштовху кожного разу повинні бути однаковими. Результати кожного вимірювання необхідно порівнювати з результатами попередніх вимірювань, їхні значення не повинні відрізнятись більше ніж на 10 %.

Контрольні розрядження АБ з регульовальним клапаном на АЕС виконують один раз на 3 роки під час планово-попереджувального ремонту (ППР), на ТЕС та інших енергооб'єктах – не рідше ніж один раз на 5 років.

Для АБ інших типів перевірку працездатності виконують згідно з документацією виробника.

Заряджати і розряджати АБ допустимо струмом, значення якого є не вищим від максимального для даної АБ. Перед контрольною розрядкою необхідно провести вирівнювальну зарядку АБ.

Температура електроліту під час зарядки АБ не повинна перевищувати 40° С для АБ типу СК і 35° С для АБ типу СН. У разі перевищення вказаної температури зарядний струм необхідно знизити.

Для інших типів АБ температура електроліту не повинна перевищувати значень, вказаних у документації виробника.

12.5.6 Контрольні розрядження і перевірку АБ поштовховим струмом необхідно виконувати відповідно до СОУ-Н ЕЕ 50.301 за затвердженою в установленому порядку програмою.

12.5.7 Після розрядження вентилюваної АБ наступне її зарядження до ємності, рівної 90 % номінальної, повинне бути здійснене не пізніше ніж за 8 год. У цьому випадку напруга на АБ може досягати від 2,5 В до 2,7 В на елемент. Режим такого зарядження повинен бути визначений інструкцією з експлуатації.

12.5.8 Випрямні пристрої для підзарядження і зарядження АБ кола змінного і постійного струму повинні бути з'єднані через розділювальний трансформатор.

В процесі експлуатації необхідно періодично очищати акумулятори від пилу та бруду, прибирати залишки електроліту з поверхонь акумуляторів і перемичок, прочищати вентиляційні отвори тощо. Залишки електроліту потрібно знешкоджувати розчином кальцинованої соди або нашатирним спиртом і витирати чистим дрантям.

Під час експлуатації АБ повинні бути забезпечені автоматичний контроль і реєстрація черговим персоналом:

- значення опору ізоляції мережі постійного струму;
- рівня напруги на шинах постійного струму;
- наявності струму підзарядження АБ;
- вимкнення АБ;
- вимкнення випрямного пристрою.

Сигналізація несправності кіл постійного струму повинна мати резервне живлення.

Коефіцієнт пульсації на шинах постійного струму не повинен перевищувати допустимих значень, передбачених документацією виробника та умовами живлення пристроїв РЗА та АСКТП, і приймається за меншою величиною але, як правило, не

більшою 2 % для вентильованих АБ та 1 % для АБ з регульовальним клапаном або герметичних.

Вимірювання пульсації постійної напруги ЗПП пристроїв необхідно проводити в терміни, встановлені інструкціями з експлуатації відповідних типів пристроїв.

12.5.9 Напругу на шинах постійного струму, що живлять кола управління, пристрої РЗА, у нормальних експлуатаційних умовах допустимо підтримувати на 5 % вищою номінальної напруги електроспоживачів.

Усі збірки і кільцеві магістралі постійного струму повинні бути забезпечені резервним живленням.

На час переведення кільцевих магістралей з одного живлення на інше дозволені їх замкнуті режими.

12.5.10 Опір ізоляції АБ вимірюють за спеціальною програмою не рідше ніж один раз на 3 місяці. Залежно від номінальної напруги АБ він повинен мати значення, наведені у таблиці 12.4.

На АЕС вимірювання опору ізоляції АБ у сейсмостійкому виконанні виконують під час ППР методом вольтметра. Під час вимірювань АБ повинна бути від'єднана від кіл постійного струму і ЗПП.

За рішенням технічного керівника енергоб'єкта вимірювання опору ізоляції АБ за спеціальною програмою можна не виконувати у разі застосування ЩПС із неперервним моніторингом опору ізоляції у випадках, коли загальний опір ізоляції АБ разом з мережею постійного струму відповідає значенням, наведеним в табл. 12.4.

Таблиця 12.4

Напруга акумуляторної батареї, В	220	110	60	48	24
Опір ізоляції, не менший ніж, кОм	100	50	30	25	15

Пристрій контролю ізоляції на шинах постійного оперативного струму повинен діяти на сигнал після зниження опору ізоляції одного з полюсів до 20 кОм у мережі 220 В, 10 кОм – у мережі 110 В, 6 кОм – у мережі 60 В, 5 кОм – у мережі 48 В, 3 кОм – у мережі 24 В. Під час роботи опір ізоляції мережі постійного струму повинен бути не нижчим, ніж подвоєне значення вказаної вище уставки спрацьовування пристрою контролю ізоляції.

На АЕС робота пристрою контролю ізоляції перевіряється і реєструється черговим персоналом один раз на добу.

12.5.11 У випадку спрацювання пристрою сигналізації з причини зниження рівня ізоляції відносно землі в колах оперативного струму повинні бути негайно вжиті заходи для усунення несправності. Виконання робіт без зняття напруги у цих колах, за винятком пошуку місця пошкодження ізоляції, заборонене.

12.5.12 Аналіз електроліту кислотних вентильованих АБ (типів СК, СН тощо) необхідно проводити з усіх елементів після одного року експлуатації і щорічно за пробами, взятими з контрольних елементів. Кількість контрольних елементів повинна бути встановлена технічним керівником енергооб'єкта залежно від стану АБ, але не менша ніж 10 % від їх кількості в АБ. Контрольні елементи необхідно щорічно змінювати. Під час контрольного розрядження проби електроліту необхідно відбирати наприкінці розрядження.

Електроди в АБ повинні бути повністю занурені в електроліт. Рівень електроліту в АБ типу СК необхідно підтримувати на 10 – 15 мм вищим від верхнього краю

електродів. Рівень електроліту в АБ типу СН повинен бути в межах від 20 до 40 мм над запобіжним щитком. Для АБ інших типів перевірку рівня електроліту виконують згідно з документацією виробника.

Якщо доливання проводять після зниження рівня до мінімального, тоді необхідно провести вирівнювальну зарядку.

Для доливання вентильованих АБ (типу СК, СН тощо) повинна бути використана дистильована вода, перевірена на відсутність хлору і заліза. Можна також допустити використання конденсату пари, який відповідає вимогам чинних НД щодо якості дистильованої води. Доливання води в АБ з регулювальним клапаном необхідно виконувати згідно з вимогами виробника АБ. Доливання води в герметичні або гелеві АБ заборонено.

Для зменшення випаровування електроліту ємності АБ типу СК повинні бути накріті пластинами зі скла або іншого прозорого ізоляційного матеріалу, який не вступає в реакцію з електролітом. Використання оливи для цього забороняється.

Для приготування електроліту, що пов'язане з інтенсивним виділенням тепла і можливим розбризкуванням сірчаної кислоти, рекомендовано використовувати пластмасовий посуд, що не б'ється; з неперервним перемішуванням кислоту слід вливати у дистильовану воду.

12.5.13 Температура в приміщеннях АБ повинна відповідати вимогам виробника АБ, а у холодний період на рівні розташування вентильованих акумуляторів має бути не нижче ніж +10° С.

На підстанціях без постійного чергування персоналу, якщо ємність вентильованої АБ вибрано з розрахунку роботи лише на увімкнення і вимкнення вимикачів, допускається зниження температури до +5° С.

Допускається зниження температури до 0° С, якщо АБ вибрано з урахуванням можливості такого зниження.

Не допускаються різкі зміни температури в приміщенні АБ (щоб не викликати конденсації вологи та зниження опору ізоляції АБ).

Приміщення АБ повинно бути обладнане термометром.

12.5.14 На дверях приміщення АБ повинні бути таблички з написами «Акумуляторна», «Вогнебезпечно», «З вогнем не входити» і передбачатися заборонні знаки безпеки відповідно до ГОСТ 12.4.026; «Заборонено відкрите полум'я. Заборонено курити» відповідно до ДСТУ ISO 6309, а також має бути вивішено таблички з позначенням категорії вибухової і пожежної небезпеки.

Приміщення АБ, в яких проводиться заряджання акумуляторів напругою понад 2,3 В на елемент, відповідно до НПАОП 40.1-1.32-01 належать до приміщень з вибухонебезпечною зоною класу 2.

12.5.15 Під час експлуатації АБ необхідно виконувати такі види технічного обслуговування:

- огляди (поточні та інспекторські);
- профілактичний контроль;
- профілактичне відновлення (ремонт).

Поточні огляди АБ повинен проводити персонал, який їх обслуговує. В установках з постійним черговим персоналом такий огляд необхідно виконувати один раз на добу, а в установках без постійного чергового персоналу – під час огляду іншого устаткування установки за спеціальним графіком, але не рідше одного разу на місяць.

Вимірювання напруги та густини електроліту в усіх елементах вентильованих АБ (типів СК, СН тощо) а також температури електроліту в контрольних елементах необхідно виконувати не рідше ніж один раз на місяць, в тому числі під час інспекторських оглядів. Контроль густини електроліту на контрольних елементах необхідно виконувати щомісяця. Різниця температур окремих акумуляторів не повинна перевищувати 3° С.

Якщо напруга на окремих елементах АБ відхиляється на величину більшу допустимої, їх необхідно перевіряти щомісяця, а за відхилення напруги на величину більшу від допустимого значення, їх необхідно замінити.

Періодичність і обсяги технічного обслуговування АБ визначає технічний керівник енергооб'єкта на підставі вимог виробника обладнання.

12.5.16 Обслуговування акумуляторних установок на електростанціях і підстанціях повинно бути покладене на акумуляторника або спеціально навченого електромонтера (електрослюсаря). На кожній акумуляторній установці повинен бути журнал для запису результатів технічного обслуговування і ремонту (ТОіР), параметрів режиму роботи АБ та обсягів проведених робіт.

12.5.17 Технічне обслуговування ЩПС необхідно проводити один раз на 6 – 8 років під час ППР, включаючи обслуговування контактних з'єднань.

Неізолювані струмопроводи повинні бути пофарбовані кислотостійкою фарбою по всій довжині за винятком місць приєднання до струмопроводів АБ та інших з'єднань. Нефарбовані місця мають бути очищені від окислів та змащені технічним вазелином.

Технічне обслуговування автоматичних вимикачів ЩПС необхідно проводити за спеціальним графіком, але не рідше ніж один раз на 8 років, з обов'язковою перевіркою захисних характеристик згідно з документацією виробника.

12.5.18 Персонал, який обслуговує акумуляторну установку, повинен бути забезпечений:

– приладами для контролю напруги окремих елементів АБ, густини і температури електроліту;

– спеціальним одягом і спеціальним інвентарем відповідно до типової інструкції.

Одяг і взуття персоналу, який виконує роботи в приміщенні АБ, не повинні накопичувати заряди статичної електрики.

12.5.19 Ремонт АБ типу СК необхідно проводити у разі зниження її фактичної ємності до 80 %. Акумуляторні батареї інших типів повинні експлуатуватися на підставі інструкцій, які розробляють відповідно до вимог виробників.

При капітальному ремонті, реконструкції або технічному переоснащенню стаціонарної акумуляторної установки АБ типу СК не застосовувати.

12.5.20 Вентиляція приміщень АБ повинна відповідати вимогам ПУЕ. Вміст сірчаної кислоти в повітрі приміщень АБ не повинен перевищувати гранично допустиму концентрацію, унормовану ГОСТ 12.1.007.

В умовах нормальної експлуатації приміщення АБ, які працюють у режимі постійного заряджання і підзаряджання напругою до 2,3 В на елемент, у разі обладнання відповідно до типу акумуляторів необхідною постійно діючою вентиляцією (природною або примусовою), не є вибухонебезпечними. Природна витяжна вентиляція повинна забезпечувати не менше ніж одноразовий обмін повітря за 1 год

Для приміщень АБ, які працюють у режимі постійного підзаряджання і заряджання напругою до 2,3 В на елемент, має бути передбачено застосування стаціонарних пристроїв примусової припливно-витяжної вентиляції на період заряджання батарей, контрольних перезаряджання і проведення вирівнювальних заряджання напругою понад 2,3 В на елемент.

Припливно-витяжна вентиляція приміщення АБ повинна бути увімкнена перед початком зарядження АБ і вимкнена після повного відведення газів, але не раніш ніж через 1,5 год після закінчення зарядження. Потрібно передбачати блокування, яке не допускає заряджання батареї напругою, більшою ніж 2,3 В на елемент, за вимкненої витяжної вентиляції.

Витяжні вентилятори повинні бути у вибухозахищеному виконанні і відповідати вимогам Технічного регламенту обладнання та захисних систем, призначених для застосування у потенційно вибухонебезпечному середовищі.

12.5.21 У разі розміщення акумуляторні батареї в приміщенні з природним освітленням для вікон необхідно застосовувати матове або покрите білою клейовою фарбою скло. Допускається розміщувати і експлуатувати АБ у приміщенні без природного освітлення.

Стіни й стеля приміщення акумуляторної, двері та віконні рами, металеві конструкції, стелажі та інші частини повинні бути захищені від дії електроліту фарбуванням кислотостійкою або лугостійкою фарбою, що не містить спирту. Вентиляційні коробки та витяжні шафи повинні бути пофарбовані як із зовнішнього, так і з внутрішнього боку.

Двері та віконні рами виготовлені з ПВХ профілю не потребують фарбування кислотостійкою фарбою.

12.5.22 Стелажі для встановлення акумуляторів мають бути виконаними та випробуваними відповідно до вимог технічних умов виробника; вони мають бути захищеними від дії електроліту кислотостійкою фарбою або полімерним покриттям.

Акумулятори типу СК мають бути ізольованими від стелажів за допомогою ізолювальних підкладок, стійких проти дії електроліту та його випарів.

Без застосування підкладок на стелажах дозволено встановлювати акумулятори, якщо це передбачено їх конструкцією.

12.5.23 Вимикачі, штепсельні розетки, запобіжники й автоматичні вимикачі повинні бути розташовані поза акумуляторним приміщенням.

Для освітлення приміщень АБ необхідно застосовувати лампи світлодіодні або розжарювання, установлені у вибухозахищеній арматурі. Необхідна кількість світильників повинна бути приєднана до мережі аварійного освітлення.

Освітлювальна електропроводка повинна бути виконана проводом з кислотостійкою або лугостійкою оболонкою.

Рівень освітленості приміщень АБ повинен відповідати вимогам будівельних норм і правил. Під час проведення монтажних, ремонтних та інших робіт у приміщеннях АБ освітленість на робочому місці повинна бути не менше ніж 200 лк.

У приміщеннях АБ типу СК номінальною напругою понад 250 В у проходах для обслуговування треба встановлювати дерев'яні решітки, які ізолюють персонал від підлоги.

12.5.24 На електростанціях, а також на підстанціях, обладнаних водопроводом згідно вимог ДБН В.2.5-64, поблизу приміщення АБ треба встановлювати водопровідний кран і раковину. Над раковиною має бути напис: «Кислоту та електроліт не зливати».

За відсутності водопроводу встановлюється рукомийник.

12.5.25 Підготовка АБ до зберігання полягає у створенні умов, за яких гальмуються хімічні реакції в акумуляторах.

Нові сухі акумулятори слід зберігати герметично закритими в неопалюваних приміщеннях.

Акумулятори, що були в експлуатації, перед зберіганням доливають електролітом і повністю заряджають. Допускається їх збереження в неопалюваних приміщеннях з температурою не нижче ніж мінус 30° С за умови періодичного підзаряду згідно з вимогами виробника.

ГЛАВА 12.6 КОНДЕНСАТОРНІ УСТАНОВКИ

12.6.1 На кожну конденсаторну установку, яка знаходиться в експлуатації, повинен бути паспорт.

Паспорт конденсаторної установки напругою, складеної на місці експлуатації з окремих виробів, повинен містити відомості про конденсатори (позначення у схемі, заводський номер, дати виготовлення і встановлення, номінальна напруга, потужність і ємність кожного конденсатора, границі допустимих температур тощо), захисні та комутаційні апарати, струми уставок тощо.

Під час експлуатації комплектної конденсаторної установки, яка поставляється на об'єкт як готовий виріб, використовують документацію виробника.

У разі реконструкції (ремонт, технічного переоснащення) конденсаторної установки із заміною складових інформацію про нові елементи заносять у паспорті.

12.6.2 Приймально-здавальні випробування конденсаторної установки необхідно виконувати в обсягах, передбачених ПУЕ та інструкцією виробника.

Профілактичні випробування конденсаторної установки потрібно виконувати відповідно до СОУ-Н ЕЕ 20.302 та інструкції виробника.

Середній ремонт конденсаторної установки необхідно проводити в міру необхідності, залежно від її технічного стану.

Поточний ремонт конденсаторної установки необхідно проводити щорічно.

Терміни виконання ремонтів і профілактичних випробувань своїм розпорядчим документом визначає технічний керівник підприємства.

12.6.3 У приміщенні (шафі) конденсаторної установки повинні бути:

– однолінійна принципова схема конденсаторної установки із зазначенням номінального значення сили струму плавких вставок запобіжників, які захищають окремі конденсатори, всю конденсаторну установку або її частину, а також значення уставки реле максимального струму в разі застосування захисного реле;

– резервний запас запобіжників на відповідні номінальні струми топких (плавких) вставок;

– первинні засоби пожежогасіння (необхідна кількість первинних засобів пожежогасіння та їх види визначаються відповідно до НАПБ А.01.001-2004 та НД з питань пожежної безпеки);

– штанга для зняття потенціалу (контрольного розряджання конденсаторів) ШСП-К, ШК-10 тощо, розмішена відповідно до вимог НПАОП 40.1-1.07-01.

12.6.4 У процесі експлуатації конденсаторної установки необхідно проводити чергові (позачергові) огляди, технічне обслуговування і ремонт для забезпечення її тривалої та надійної роботи.

Дозволено замінювати чергові і позачергові огляди телевимірюваннями та відеоспостереженням.

12.6.5 Черговий огляд конденсаторної установки без вимкнення проводять у такі терміни:

– на об'єктах з постійним чергуванням персоналу – не рідше одного разу на тиждень;

– на об'єктах без постійного чергування персоналу – не рідше ніж один раз на місяць.

На об'єктах з постійним чергуванням персоналу позачерговий огляд проводять не рідше одного разу на добу.

Результати огляду записують в оперативному журналі.

12.6.6 Під час чергового огляду конденсаторної установки перевіряють:

– справність огорожі, цілість замків, відсутність сторонніх предметів;

- відсутність пилу, бруду, тріщин на ізоляторах;
- температуру повітря в найгарячішому місці конденсаторної установки;
- відсутність спучування стінок конденсаторів та слідів витікання просочувальної рідини з них (наявність плям просочувальної рідини не є причиною для зняття конденсаторів з експлуатації - такі конденсатори слід узяти під нагляд);
- цілісність плавких вставок (зовнішнім оглядом) у запобіжниках відкритого типу;
- значення сили струму окремих фаз батареї конденсаторів;
- значення напруги на шинах конденсаторної установки або на шинах найближчої РУ;
- справність кола розрядного пристрою;
- справність усіх контактів (зовнішнім оглядом) електричної схеми увімкнення конденсаторної установки (струмопровідних шин, заземлення, роз'єднувачів, вимикачів тощо);
- наявність і справність блокувань безпеки експлуатації;
- наявність і справність засобів гасіння пожежі.

12.6.7 Позачерговий огляд конденсаторної установки здійснюють у разі:

- появи розрядів (тріску) у конденсаторі;
- підвищення напруги на затискачах або температури до значень, близьких до граничнодопустимих;
- спучування стінок конденсаторів, витікання просочувальної рідини.

12.6.8 Заборонено експлуатувати конденсаторну установку у випадках:

- видимих пошкоджень пристроїв комутації та захисту;
- спучування стінок конденсаторів;
- краплинного протікання просочувальної рідини;
- пошкодження ізолятора;
- пробою між обкладками;
- коли напруга на виводах одиничного конденсатора перевищує 110 % від його номінальної напруги або напруга на шинах, до яких приєднано конденсаторну установку, становить понад 110 % від номінального значення напруги конденсаторів, протягом часу, визначеного виробником обладнання;
- коли температура повітря конденсаторної установки знаходяться поза межами гранично допустимих для конденсаторів даного типу;
- нерівномірності струмів фаз конденсаторної установки понад 10 % від середнього значення сили струму;
- при збільшенні сили струму фази понад 30 % від номінального значення, якщо інше не передбачено документацією виробника¹).

Примітка 1. Конденсатори, виготовлені згідно з ГОСТ 1282, за рахунок відхилення ємності дозволяють тривалу роботу за сили струму, який в 1,5 рази перевищує струм у разі номінальної напруги і частоти.

12.6.9 Під час експлуатації конденсаторної установки температура повітря в місці встановлення конденсаторів не повинна виходити за границі допустимих значень.

У разі перевищення температури повинні бути вжиті заходи, що підсилюють ефективність вентиляції. Якщо протягом 1 год температура не знизилася, конденсаторна установка повинна бути вимкнена.

Якщо температура навколишнього повітря в місці встановлення конденсаторів нижча за граничнодопустиму мінусову температуру, зазначену в паспорті, увімкнення в роботу конденсаторної установки заборонено. Увімкнення конденсаторної установки дозволено лише після підвищення температури до вказаного граничного значення і витримки за цієї температури протягом часу, зазначеного в інструкції з їх експлуатації.

12.6.10 У точці увімкнення конденсаторної установки напругою до 1000 В рекомендується періодично (один раз на рік) контролювати рівень та склад гармонік напруги відповідно до ДСТУ EN 50160 та ГОСТ 13109.

На шинах, до яких приєднано джерело вищих гармонік (силовий напівпровідниковий перетворювач, електродугова установка тощо) і конденсаторну установку, рекомендовано встановлювати пристрій безперервного моніторингу гармонік напруги.

12.6.11 Конденсаторна установка (конденсаторна батарея або її секція), призначена для напруги, повинна бути увімкнена за зниження напруги нижче від номінальної і відповідно вимкнена за підвищення напруги, як правило, до 105 % – 110 % номінальної.

Керування режимом роботи конденсаторної установки повинно бути автоматичним.

12.6.12 Увімкнення конденсаторної установки, яка була вимкнена дією захистів, дозволено після з'ясування й усунення причини, що викликала вимикання.

Повторне увімкнення конденсаторної установки, як правило, можна виконувати:

- за номінальної напруги понад 1000 В – коли кожний конденсатор розрядиться до напруги не більше ніж 75 В. Для конденсаторних установок номінальною напругою до 25 кВ цей час залежить від характеристик розрядних резисторів і, як правило, не перевищує 10 хвилин після вимикання;

- за номінальної напруги до 1000 В – коли кожний конденсатор розрядиться до напруги не більше ніж 75 В (як правило, не менше ніж через 1 – 5 хвилин після вимикання, в залежності від характеристик розрядного контуру).

12.6.13 Увімкнення і вимкнення конденсаторної установки напругою 1000 В і більше за допомогою роз'єднувача заборонено.

12.6.14 Перш ніж торкнутися будь яких струмовідних частин конденсаторної установки потрібно:

- через проміжок часу, достатній для саморозряду конденсаторів, виконати їх контрольний розряд;
- з'єднати накоротко затискачі кожного з конденсаторів;
- установити заземлення.

12.6.15 Конденсатори з просоченням синтетичною рідиною на основі трихлордифенілу потрібно виводити з експлуатації.

Такі конденсатори повинні мати на корпусі біля таблички з технічними даними розпізнавальний знак у вигляді рівностороннього трикутника жовтого кольору зі стороною 40 мм.

Під час роботи з такими конденсаторами повинні бути вжиті заходи, що запобігають потраплянню трихлордифенілу в навколишнє середовище.

Конденсатори до їх знищення необхідно зберігати в спеціально відведених місцях. Пошкоджені конденсатори до їх знищення необхідно зберігати в герметичних контейнерах.

Знищення (утилізацію) конденсаторів з просоченням трихлордифенілом здійснюють спеціалізовані підприємствами, які мають відповідний дозвіл (ліцензію).

ГЛАВА 12.7

ПОВІТРЯНІ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

12.7.1 Експлуатація повітряних ліній електропередавання (ПЛ) повинна передбачати проведення технічного обслуговування, ремонтів, аварійно-відновних робіт,

заходів для забезпечення їх збереження, створення належних умов експлуатації та запобігання нещасним випадкам від впливу електричного струму.

12.7.2 Під час видачі технічного завдання на проектування ПЛ (спорудження, капітальний ремонт або модернізацію) замовник повинен надати проектній організації необхідні дані про фактичні умови в зоні проходження ПЛ та вимагати їх врахування в проектній документації.

12.7.3 Під час спорудження реконструкції, або технічного переоснащення (модернізації) ПЛ замовник повинен організувати технічний нагляд за будівельними та монтажними роботами, перевіряючи їх відповідність затвердженій технічній документації. Особливу увагу слід надавати контролю за якістю виконання прихованих робіт, дотриманням вимог узгодженої і затвердженої проектною документації у встановленому порядку згідно з «Положенням про порядок надання дозволу на виконання будівельних робіт», ДБН А.2.2-3-2004 і ДБН А.3.1-5-2009, не допускати вводу в експлуатацію ПЛ з порушенням встановлених правил.

12.7.4 Технічне обслуговування проводять з метою підтримання роботоздатності ПЛ та запобігання передчасного зношення її елементів, що досягають виконанням оглядів, профілактичних перевірок та вимірювань, усуненням пошкоджень та несправностей.

Під час капітального ремонту ПЛ необхідно виконати комплекс заходів, спрямованих на підтримання або відновлення початкових експлуатаційних характеристик ПЛ, що досягають ремонтом зношених деталей і елементів або заміною їх надійнішими і економічнішими, які поліпшують експлуатаційні характеристики лінії.

Обсяг та періодичність робіт, які належить виконувати під час технічного обслуговування та капітального ремонту, визначають згідно СОУ-Н ЕЕ 20.502, СОУ-45.2-00100227-23, ГКД 34.20.503, ГКД 34.21.661, СОУ-Н ЕЕ 20.517. Крім цього, слід враховувати конкретні умови експлуатації ПЛ.

12.7.5 Аварійно-відновні роботи необхідно виконувати негайно після виникнення аварійної ситуації.

12.7.6 Технічне обслуговування та ремонтні роботи на ПЛ 220 – 750 кВ з метою підвищення надійності електропостачання доцільно проводити без її вимкнення (під напругою). Для цього необхідно розробити технологічні карти та інструкції, підготувати персонал та забезпечити його захисними та спеціальними виробничими засобами. У цьому випадку визначальною є безпека проведення робіт.

Технічне обслуговування та ремонтні роботи з вимкненням лінії необхідно проводити комплексним методом, коли одна або декілька бригад виконують одночасно повний обсяг робіт на лінії з максимально можливим скороченням тривалості її вимкнення.

12.7.7 Технічне обслуговування, ремонтні та аварійно-відновні роботи на ПЛ необхідно виконувати з використанням спеціальних машин, механізмів, транспортних засобів, такелажу, оснащення, інструменту та пристосувань.

Засоби механізації повинні бути укомплектовані відповідно до затверджених нормативів і розміщені на ремонтно-виробничих базах (РВБ) та ремонтно-експлуатаційних пунктах (РЕП).

РВБ та РЕП створюються з урахуванням найбільш ефективного залучення персоналу до роботи в залежності від щільності розташування електричних мереж. Довжина ПЛ, які обслуговує одна бригада, може становити від 300 км і більше, а відстань до найбільш віддалених об'єктів у зоні обслуговування може становити до 100 км.

Для проведення аварійно-відновних робіт, крім цього, повинні бути створені аварійні запаси матеріалів та оснащення.

Бригади, які виконують роботи на ПЛ, повинні бути забезпеченні засобами зв'язку з РВБ, РЕП та диспетчерськими пунктами.

Для виконання ремонтних та аварійно-відновних робіт на ПЛ доцільно залучати сторонні спеціалізовані будівельно-монтажні організації.

12.7.8 Для зберігання інформації про ПЛ, забезпечення оперативного її отримання, діагностики стану ПЛ, а також, за необхідності, оперативної корекції періодичності та обсягу профілактичних і капітальних ремонтів окремих ліній, доцільно використовувати експлуатаційними структурами персональні комп'ютери з пакетом відповідних програм та засоби фотофіксації.

12.7.9 Для забезпечення нормальних умов експлуатації ПЛ необхідно дотримуватися Закону України «Про землі енергетики та правовий режим спеціальних зон енергетичних об'єктів» та «Правил охорони електричних мереж» щодо обмежень у межах охоронних зон ПЛ.

Керівництво організації, яка експлуатує електричні мережі, повинно проводити роботу із:

- вручення місцевій виконавчій владі, керівникам сільськогосподарських структур і лісових господарств, керівникам транспортних господарств та власникам земель або землекористувачам, через територію яких проходять ПЛ, а також керівникам підприємств, організацій та установ, які розташовані поруч з охоронними зонами, повідомлення про вимоги щодо охорони електричних мереж та умов виконання робіт в межах охоронних зон електричних мереж;

- інформування населення через засоби масової інформації, навчальні заклади, громадські організації про небезпеку, яку представляють лінії електропередавання, а також про збитки, до яких призводить їх вимкнення;

- замовлення видавництвам, телерадіокомпаніям на видання плакатів, випуск кіно-, теле- і відеофільмів на тему дотримання відповідних вимог;

- встановлюють сигнальні покажчики в місцях перетину кабельних і повітряних ліній електропередачі із судноплавними та сплавними ріками, водосховищами і озерами;

- призупинення робіт та інших дій в охоронних зонах, які проводять з порушенням Правил охорони електричних мереж. Особи, які порушили ці правила, повинні бути притягнені до відповідальності у встановленому порядку.

12.7.10 Уздовж ПЛ, які проходять через лісові масиви та зелені насадження, необхідно підтримувати просіки відповідної ширини і періодично обрізати в них дерева та кущі. Вирубання багаторічних насаджень необхідно проводити після оформлення лісорубного квитка згідно з чинним законодавством. Оформляти дозвіл на роботи з розчищення траси ПЛ в межах просік не потрібно.

Роботи з ліквідації аварійних ситуацій дозволено проводити без оформлення належного дозволу, але з наступним повідомленням про їх виконання.

Повітряні лінії напругою 10, 20 кВ, виконані з одножильних самонесучих ізольованих проводів, відрізняються меншою відстанню між проводами і відповідно меншою шириною просіки.

На ПЛ напругою до 1000 В з самонесучими ізольованими проводами проводять вирубування лише окремих дерев, які створюють загрозу для ізольованих проводів лінії.

12.7.11 На ділянках ПЛ, які зазнають інтенсивного забруднення, необхідно проводити очищення (обмивання) ізоляції або заміну забруднених ізоляторів.

У зоні з інтенсивним впливом на ізоляцію ПЛ птахів і в місцях їх масових гніздувань необхідно застосовувати спеціальні пристрої на траверсах, що унеможливають сідання птахів над гірляндами або їх відлякують.

12.7.12 Кількість з'єднань проводів і тросів в одному прогоні ПЛ, у прогонах перетину з вулицями (проїздами), інженерними спорудами, водними об'єктами та в прогонах перетину ПЛ між собою, визначають згідно ПУЕ та СОУ-Н ЕЕ 20.502.

12.7.13 З метою захисту ПЛ від зовнішніх факторів, організація, яка експлуатує електричні мережі, повинна утримувати в справному стані:

- сигнальні знаки, встановлені у місцях перетину ПЛ з судноплавними і сплавними річками, водоймищами, каналами та озерами, за погодженням з басейновими управліннями водного шляху (управлінням каналів);
- сигнальне освітлення та денне маркування опор ПЛ на приаеродромних територіях і повітряних трасах згідно з законодавством, яке регулює використання повітряного простору України;
- постійні знаки, встановлені на опорах відповідно до проекту ПЛ та вимог НД;
- споруди для захисту опор від пошкодження у місцях, де можливі потоки води, льодоходи тощо;
- споруди для захисту опор, встановлених біля автомобільних доріг.

12.7.14 Під час експлуатації ПЛ необхідно слідкувати за справністю дорожніх знаків обмеження габаритів, встановлених на перетині ПЛ з автомобільними дорогами; дорожніх знаків, встановлених на перетинах ПЛ напругою 330 кВ і вищою з автомобільними дорогами, які забороняють зупинку транспорту в охоронних зонах таких ПЛ.

Встановлення та обслуговування таких знаків проводять організації, у віданні яких перебувають автомобільні дороги.

12.7.15 У випадку паралельного проходження ліній протяжністю більшою ніж 2 км для ПЛ напругою 220 кВ і вище, необхідно оцінити рівень взаємовпливу і розробити відповідні заходи для запобігання негативним впливам на роботу пристроїв захисту і автоматики, комутаційних апаратів та рівні комутаційних перенапруг, що можуть призвести до небажаних наслідків.

12.7.16 Під час експлуатації ПЛ необхідно проводити періодичні та позачергові огляди ліній. Графік періодичних оглядів затверджує технічний керівник енергооб'єкту чи організації, що експлуатує електричні мережі.

Періодичність оглядів ПЛ повинна бути не меншою, ніж один раз на рік по всій довжині ПЛ, для повітряної лінії з СІП – не рідше ніж один раз на два роки.

Позачергові огляди ПЛ або їх ділянок необхідно проводити:

- під час утворення на проводах та тросах ожеледі;
- під час вібрації та галопування проводів та тросів;
- під час льодоходу, розливу річок, лісових і степових пожеж, а також інших стихійних явищ;
- після вимкнення ПЛ захистами і неуспішного автоматичного повторного включення (АПВ), у випадку успішного АПВ – за необхідності.
- за наявності систематичних випадків злочинних дій, пов'язаних з розкраданням деталей конструкцій опор чи інших елементів ПЛ.

Результати оглядів ПЛ оформляються листками оглядів.

Необхідно також проводити обстеження конструкцій та елементів ПЛ для встановлення фактичних даних про стан і параметри ліній та розроблення рекомендацій з подальшої їх експлуатації. Обсяги обстеження технічного стану ПЛ визначаються рішенням технічного керівника електричних мереж за результатами оглядів, профілактичних перевірок з урахуванням впливу середовища, району проходження траси ПЛ.

Під час експлуатації ПЛ 35-750кВ понад розрахунковий термін проводиться вибіркове обстеження будівельних конструкцій опор та елементів ПЛ не рідше одного разу на 10 років.

У разі планування робіт з реконструкції ПЛ або її ділянок обстеження технічного стану слід проводити в обсязі вимог СОУ-Н ЕЕ 20.571.

Необхідно також проводити обстеження конструкції ПЛ. Періодичність проведення обстежень визначає технічний керівник електричних мереж за результатами оглядів, профілактичних перевірок з урахуванням впливу середовища району проходження траси ПЛ.

Результати обстеження конструкцій та елементів ПЛ оформляються звітами з висновками та рекомендаціями з подальшої експлуатації.

На ПЛ напругою 0,4 – 20 кВ верхові огляди необхідно проводити у разі необхідності.

У випадку переходу ПЛ через водний простір необхідно перевіряти стан надводної частини фундаментів берегових та руслових опор, та, за необхідності, підводної частини фундаментів руслових опор.

12.7.17 Щорічно перед початком грозового сезону та сезону високих температур на ПЛ необхідно виконати:

- приведення просік для повітряних ліній електропередачі, які проходять через лісові масиви та інші зелені зони до вимог НД;
- контроль підвісної фарфорової ізоляції, заміну відбракованих і пошкоджених ізоляторів;
- контроль стану лінійної ізоляції в зонах забруднень;
- перевірку габаритів і стріл провисання проводів і тросів після стихійних явищ;
- контроль відхилення ізолюючих підтримувальних підвісок;
- виміри опору заземлюючих пристроїв опор ПЛ 110 кВ і вище, на яких виявлено сліди перекриття або руйнування ізоляторів електричною дугою;
- перевірку стану захисних рогів і кілець, координуючих проміжків, відстаней між рогами іскрових проміжків.

З настанням сезону високих температур для забезпечення нормованих ПУЕ відстаней по вертикалі необхідно враховувати додаткове нагрівання проводу електричним струмом і обмежувати максимальні струмові навантаження на проводи ПЛ.

12.7.18 На ПЛ від 110 кВ до 330 кВ з волоконно-оптичним кабелем, вмонтованим у грозозахисний трос (ОКГТ), під час огляду необхідно також перевірити:

- відстань від ОКГТ до проводів;
- стан заземлювальних спусків арматури ОКГТ;
- відсутність пошкоджень кабелю в місцях кріплення затискачів.

На лініях із самонесучими ізольованими проводами додатково проводять такі перевірки та вимірювання:

- перевірку стану ізоляції проводів;
- перевірку стану підтримуючих затискачів;
- перевірку наявності і стану захисних кожухів на з'єднувальних і відгалужувальних затискачах ПЛ напругою до 1000 В;
- вимірювання опору ізоляції ПЛ напругою до 1000 В.

Вимір опору петлі «фаза-нуль» на ПЛ напругою до 1000 В необхідно проводити під час приймання їх в експлуатацію, надалі – під час під'єднання нових споживачів і виконання робіт на ПЛ, які зумовлюють зміни цього опору, але не рідше ніж 1 раз на 6 років.

Виміри рівнів напруги та навантаження ПЛ напругою до 10 кВ включно необхідно проводити (у 2 – 3 найвіддаленіших точках ПЛ) під час приймання їх в експлуатацію, надалі – під час під'єднання нових споживачів і виконання робіт на ПЛ, які викликають зміни даних параметрів, але не рідше ніж два рази в рік (у період максимальних і мінімальних навантажень).

12.7.19 Результати перевірок та вимірів на ПЛ оформляють відомостями.

Виявлені дефекти, які потребують термінового усунення, заносять у журнал дефектів, а за наявності автоматизованої системи – у відповідні бази даних.

На підставі аналізу виявлених дефектів приймають рішення про терміни їх усунення.

Дефекти, що можуть призвести до розвитку аварійних ситуацій, а також до загрози життю чи здоров'ю обслуговуючого персоналу чи сторонніх осіб повинні усуватися негайно.

12.7.20 Для виявлення дефектних фарфорових ізоляторів та контактних з'єднань ПЛ під робочою напругою рекомендовано застосовувати портативні тепловізори.

Контроль лінійної ізоляції та контактних з'єднань необхідно проводити не раніше ніж через 5 год – 6 год після подачі напруги на ПЛ.

Упевнене виявлення дефектів контактних з'єднань досягається за навантаження ПЛ, яке становить не менше ніж 50 % номінального.

12.7.21 Під час введення в роботу нових ліній напругою від 6 кВ до 35 кВ необхідно провести перевірку симетричності ємностей окремих фаз. У разі необхідності розробити і впровадити заходи із симетрування фаз.

Перевірку симетричності ємностей фаз проводять також після проведення робіт на ПЛ, які могли призвести до порушення симетричності (модернізація лінії, заміна або перестановка конденсаторів зв'язку).

12.7.22 На ПЛ напругою вище 1000 В, де передбачено плавлення ожеледі на проводах або грозозахисних тросах необхідно контролювати процес льодоутворення щоб забезпечити своєчасне введення пристроїв плавлення ожеледі.

Інформацію про утворення ожеледі отримують від місцевих підрозділів Держкомгідромету України, доповнюючи її даними метеопостів енергооб'єктів та спостережень у контрольних точках ПЛ.

12.7.23 Капітальний ремонт ПЛ необхідно виконувати за рішенням технічного керівника організації, яка експлуатує електричні мережі, у терміни, встановлені в залежності від технічного стану її елементів.

Капітальний ремонт ПЛ на дерев'яних опорах необхідно проводити не рідше ніж один раз на 5 років, ПЛ на металевих і залізобетонних опорах – не рідше ніж один раз на 10 років.

Капітальний ремонт ділянок ПЛ проводять з урахуванням ремонту всієї ПЛ за міжремонтний період.

Роботи, виконані на лінії під час капітального ремонту, оформляють записом у журналі обліку робіт і внесенням відповідних змін та доповнень в паспорт ПЛ.

12.7.24 Конструктивні зміни опор та інших елементів ПЛ, а також спосіб закріплення опор у ґрунті необхідно виконувати тільки за наявності технічного обґрунтування, рішення проектувальника, технічної документації та з дозволу технічного керівника енергооб'єкту чи організації, що експлуатує електричні мережі.

12.7.25 Планові роботи на ПЛ і роботи щодо попередження та ліквідації порушень (аварій) необхідно проводити з дотриманням Правил охорони електричних мереж.

Роботи на ПЛ, які проходять сільськогосподарськими угіддями, необхідно проводити з урахуванням вимог Земельного кодексу України і виконувати за погодженням з землекористувачами, як правило, в період, коли угіддя не зайняті сільськогосподарськими культурами або коли можливо забезпечити збереження цих культур.

Аварійно-відновні роботи можна виконувати будь-якої пору року без погодження з землекористувачами, але з повідомленням їх про проведення робіт в десятиденний термін після їх початку.

Після виконання вказаних робіт організація, що експлуатує електричні мережі, повинна привести земельні угіддя до стану, придатного для їх подальшого

використання за призначенням, а також відшкодувати землекористувачам (або власникам землі) збитки, заподіяні під час проведення робіт.

12.7.27 Організації, що експлуатують ПЛ зі спільною підвіскою проводів, повинні проводити планові ремонти у погоджені терміни. В аварійних випадках ремонтні роботи необхідно проводити з попереднім повідомленням іншої сторони (власника лінії або проводів).

12.7.28 Для визначення місць пошкодження ПЛ напругою 110 кВ і вище, а також місць міжфазних замикань на ПЛ від 6 кВ до 35 кВ, на електростанціях і підстанціях повинні бути встановлені пристрої, які фіксують місце пошкодження.

На ПЛ напругою від 6 кВ до 35 кВ з відгалуженнями повинні бути встановлені покажчики пошкодженої ділянки. Організації, що експлуатують електричні мережі, повинні бути оснащені переносними приладами для визначення місць замикання на землю ПЛ від 6 кВ до 35 кВ.

ГЛАВА 12.8 СИЛОВІ КАБЕЛЬНІ ЛІНІЇ

12.8.1 Під час експлуатації силових кабельних ліній необхідно проводити технічне обслуговування та ремонт, спрямовані на забезпечення їх надійної роботи.

12.8.2 Будівництво силових кабельних ліній виконують відповідно до проекту. Трасу КЛ і спосіб прокладання кабелю необхідно вибирати згідно з вимогами, викладеними у ДБН 360**, главі 1.3 ПУЕ, главі 2.3 ПУЕ та СОУ-Н МЕН 40.1-37471933-49 з урахуванням рекомендацій, наведених у документації виробників кабелю і муфт.

12.8.3 Номінальний переріз струмовідних жил кабелів вибирають згідно з главою 1.3 ПУЕ. Для кожної кабельної лінії під час введення в експлуатацію повинні бути визначені найбільші допустимі струмові навантаження для ділянки траси довжиною понад 10 м з найгіршими тепловими умовами. Тривалі електричні перевантаження за умовами нагрівання кабелів у нормальному і післяаварійному режимах слід визначати відповідно до глави 1.3 ПУЕ, глави 2.3 ПУЕ, ДСТУ ІЕС 60287-1-1 та документації виробника кабелю. Такі перевантаження допустимі за умови, що температура нагрівання жил не буде перевищувати допустимих значень згідно з вимогами технічних умов (ТУ) та інших НТД. В кабельних спорудах повинен бути організований систематичний контроль за тепловим режимом роботи кабелів, температурою повітря і роботою вентиляційних пристроїв. Температура повітря усередині кабельних тунелів, каналів і шахт у літню пору не повинна перевищувати температуру зовнішнього повітря більше ніж на 10° С.

12.8.4 На період ліквідації післяаварійного режиму допускається перевантаження струмом для кабелів напругою до 10 кВ включно з ізоляцією з поліетилену і полівінілхлоридного пластика – на 15 %, для кабелів з гуми і вулканізованого поліетилену – на 18 % від тривалого допустимого навантаження на термін не більше ніж 6 год на добу протягом 5 діб, але не більше ніж 100 год на рік, якщо навантаження в інші періоди не перевищує тривало допустимого. Для кабелів, які експлуатують понад 15 років, перевантаження струмом повинно становити не більше ніж 10 %.

Кабелі напругою до 10 кВ включно з паперовою ізоляцією допускають перевантаження протягом 5 діб у межах, вказаних в ПУЕ та ТУ на кабель. Перевантаження кабелів з просоченою паперовою ізоляцією напругою 20 кВ і 35 кВ заборонене.

Умови експлуатації кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену, а також допустимі значення струмів перевантаження визначають відповідно до ПУЕ та інструкцій виробника.

Допустимі перевантаження кабельних ліній напругою 110 кВ і вище залежать від конструкції кабелю, кількості паралельно прокладених кабелів, умов прокладання (ґрунт, повітря або вода) і повинні бути визначені розрахунком на підставі даних виробника під час проектування.

12.8.5 Для кожної оливнонаповненої лінії або її секції напругою 110 кВ і вище залежно від профілю лінії повинні бути встановлені межі допустимих змін тиску оливи згідно з вимогами виробника обладнання. У разі відхилення від них кабельна лінія повинна бути вимкнена, а її повторне вмикання дозволяється тільки після виявлення й усунення причин порушень.

12.8.6 Проби оливи з оливнонаповнених кабельних ліній та проби рідини з муфт кабелів з пластмасовою ізоляцією напругою 110 кВ і вище необхідно відбирати перед вмиканням нової лінії в роботу, а під час експлуатації – згідно з вимогами виробника та графіком, який затверджений технічним керівником енергооб'єкту.

12.8.7 Під час здачі в експлуатацію кабельних ліній напругою понад 1000 В крім документації, передбаченої Постановою КМУ №461 від 13.04.2011 і галузевими правилами приймання, повинні бути оформлені та передані власнику:

- виконавче креслення траси з нанесенням місць встановлення з'єднувальних муфт, виконане в масштабах 1:200 або 1:500 (залежно від розвитку комунікацій у даному районі траси);

- відкоригований проект кабельної лінії, який для кабельних ліній напругою 110 кВ і вище повинен бути погоджений власником, а у випадку зміни марки кабелю – виробником кабелю і власником;

- креслення профілю кабельної лінії в місцях перетину з дорогами й іншими комунікаціями для кабельних ліній напругою 35 кВ і більше, а для особливо складних трас кабельних ліній – напругою від 6 кВ;

- акти стану кабелів на барабанах, а в разі необхідності – протоколи розбирання й огляду зразків (для імпортованих кабелів розбирання обов'язкове);

- кабельний журнал;

- інвентарний опис усіх елементів кабельної лінії;

- акти будівельних і прихованих робіт зі схемами нанесення перетинів і зближень кабелів з усіма підземними комунікаціями;

- акти на монтаж кабельних муфт;

- акти приймання кабельних споруд (траншей, блоків, труб, каналів тощо) під монтаж;

- результати корозійних випробувань відповідно до проекту та акти на монтаж пристроїв для захисту кабельних ліній від електрохімічної корозії;

- протоколи вимірювань опору ізоляції та випробувань ізоляції кабельної лінії після прокладання;

- акти огляду кабелів, прокладених у траншеях і каналах, перед їх закриттям;

- протоколи прогрівання кабелів на барабанах перед прокладанням (у разі прогрівання);

- акти перевірки й випробування автоматичних стаціонарних установок, систем пожежогасіння і пожежної сигналізації.

Крім переліченої документації, під час приймання в експлуатацію оливнонаповненої кабельної лінії напругою 110 кВ і вище, монтажною організацією повинні бути додатково передані власнику:

- виконавчі висотні позначки кабелю та підживлювальної апаратури (для ліній від 110 кВ до 220 кВ низького тиску);

- протоколи випробувань оливи у всіх елементах ліній;

- акти просочувальних випробувань;

- акти опробування і випробувань підживлювальних агрегатів на лініях високого тиску;

- акти перевірки систем сигналізації тиску;

- акти про зусилля тягіння під час прокладання;
- протоколи випробувань захисних покриттів підвищеною напругою після прокладання;
- протоколи заводських випробувань кабелів, муфт та підживлювальної апаратури;
- акти випробувань пристроїв автоматичного підігріву муфт;
- протоколи вимірювань струму по струмопровідних жилах та оболонках (екранах) кожної фази;
- протоколи вимірювань робочої ємності жил кабелів;
- протоколи вимірювань активного опору ізоляції;
- протоколи вимірювань перехідного опору контакту «жила кабелю – наконечник»;
- протоколи вимірювань опору заземлення колодязів і кінцевих муфт.

Для підтвердження якості кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену кожен виробник повинен надавати на вимогу споживача протоколи випробувань, передбачених СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49.

12.8.8 Під час здачі в експлуатацію кабельних ліній напругою до 1000 В повинні бути оформлені і передані замовникові:

- кабельний журнал;
- відкоригований за фактом проект ліній;
- акти згідно з 12.8.7 цих Правил;
- протоколи випробувань та вимірювань, передбачені главою 1.8 ПУЕ.

12.8.9 Прокладання і монтаж кабельних ліній усіх напруг повинні бути виконані під технічним наглядом власника (експлуатуючої організації).

12.8.10 Кожна кабельна лінія повинна мати паспорт, у якому зазначені найменування, оперативне позначення та основні дані про лінію. Паспорт повинен містити документацію, передбачену 12.8.7 – 12.8.8 цих Правил.

Для підприємств, що мають автоматизовану систему обліку, паспортні дані можуть бути введені в пам'ять комп'ютера.

Відкрито прокладені кабелі, а також усі кабельні муфти повинні бути забезпечені бирками, стійкими до впливу навколишнього середовища, з такими позначеннями:

- на бирках кабелів наприкінці і початку лінії повинні бути зазначені марка кабелю, його напруга та переріз, довжина, а також номер або найменування лінії згідно з кабельним журналом;
- на бирках з'єднувальних муфт – номер муфти, дата монтажу.

Бирки повинні бути розташовані вздовж лінії через кожні 50 м на відкрито прокладених кабелях, а також на поворотах траси й у місцях проходження кабелів через вогнестійкі перегородки і перекриття (з обох сторін).

На скрито прокладених кабелях в трубах або блоках бирки необхідно встановлювати на кінцевих пунктах біля кінцевих муфт, в колодязях і камерах блочної каналізації, а також біля кожної з'єднувальної муфти.

На скрито прокладених кабелях в траншеях бирки необхідно встановлювати на кінцевих пунктах і біля кожної з'єднувальної муфти.

12.8.11 Захист кабельних ліній від корозії виконують згідно СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49.

12.8.12 Для захисту кабелів від перенапруг відповідно до ПУЕ необхідно застосовувати ОПН. Експлуатацію ОПН виконують згідно з цими Правилами.

12.8.13 Навантаження кабельних ліній необхідно вимірювати періодично в терміни, які встановлює технічний керівник енергооб'єкту. На підставі результатів

вимірювань необхідно уточнювати режими роботи і схеми роботи кабельної мережі, розробляти заходи щодо її модернізації та розвитку.

Вимоги цього пункту поширюють і на кабельні лінії споживачів, що відходять від шин РУ електростанцій і підстанцій.

12.8.14 Технічний нагляд і експлуатацію пристроїв пожежної сигналізації й автоматичного пожежогасіння, встановлених у кабельних спорудах, необхідно проводити відповідно до СОУ-Н МЄВ 41.0-21677681-61 (НАПБ В.05.027), СОУ 40.1.03-21677681-04 (НАПБ 05.024) та СОУ 41.0-21677681-37 (НАПБ 05.025).

12.8.15 Огляди кабельних ліній необхідно проводити один раз у строки, вказані в таблиці 12.5 згідно з графіком, затвердженим технічним керівником енергооб'єкту.

Огляд кабельних муфт зовнішньої установки напругою понад 1000 В необхідно проводити при кожному огляді електроустаткування.

Огляд трас підводних кабелів необхідно проводити в терміни, які встановлює технічний керівник енергооб'єкту.

Періодично інженерно-технічний персонал повинен проводити вибіркові контрольні огляди трас кабельних ліній та кабельних колодязів.

У період паводків і після злив, а також у разі вимкнення кабельної лінії релейним захистом необхідно проводити позачергові огляди.

У разі виявлення під час оглядів порушень на кабельних лініях повинні бути зроблені записи в журналі дефектів та неполадок. Порушення повинні бути усунені в найкоротший термін.

Кабельні споруди, до яких потрапляє вода, повинні бути обладнані засобами для відводу ґрунтових і поверхневих вод.

Таблиця 12.5

Найменування об'єктів огляду	Напруга, кВ	
	до 35	110 – 330
	періодичність оглядів, місяці	
1 Траси кабелів, прокладених у землі	3	1
2 Траси кабелів, прокладених під удосконаленим покриттям на території міст	12	–
3 Траси кабелів, прокладених у колекторах, тунелях, шахтах і по залізничних мостах	6	3
4 Підживлювальні пункти за наявності сигналізації тиску оливи (за відсутності сигналізації – за інструкціями з експлуатації)	–	1
5 Кабельні колодязі	24	3

12.8.16 Тунелі, шахти, кабельні поверхи та канали на електростанціях і підстанціях з постійним оперативним обслуговуванням необхідно оглядати не рідше ніж один раз на місяць, а на електростанціях і підстанціях без постійного оперативного обслуговування – у терміни, які встановлює технічний керівник енергооб'єкту.

12.8.17 Компонувку кабельних ліній електростанцій повинно бути виконано таким чином, щоб у разі виникнення пожежі в кабельному господарстві одного енергоблоку в межах головного корпусу було унеможливлене поширення пожежі на кабельне господарство інших енергоблоків.

12.8.18 У кабельних поверхах електростанцій та підстанцій, що знаходяться над іншими приміщеннями і захищені стаціонарними пристроями пожежогасіння,

повинна бути виконана надійна гідроізоляція та дренаж, справність яких повинна перевірятися під час експлуатації за графіком, який затверджує технічний керівник енергооб'єкту.

12.8.19 Кабельні поверхи та тунелі БЩУ, ЦЩУ, ГЩУ, релейного щита (РЩ) та загальностанційних РУ електростанцій повинні бути відділені від інших кабельних споруд вогнестійкими перегородками з вогнестійкістю 0,75 год

Перегородки в кабельних поверхах та у тунелях, що розділяють їх на окремі відсіки, повинні бути виконані з негорючих матеріалів.

В кабельних поверхах і в тунелях АЕС повинні бути встановлені вогнестійкі перегородки на відстані не більшій ніж через 50 м.

12.8.20 Необхідність покриття кабелів у подвійних підлогах електростанцій вогнезахисними речовинами слід визначати за ВБН В.1.1-034-03.307 (НАПБ 03.005).

12.8.21 У місцях, де важко застосовувати ручні засоби пожежогасіння, необхідність покриття кабелів, прокладених відкрито, та кабелів, які прокладені в непрохідних коробах заводського виготовлення, вогнезахисними речовинами повинна бути визначені проектом згідно з ВБН В.1.1-034-03.307 (НАПБ 03.005).

12.8.22 Якщо кабелі прокладені у металевих коробах заводського виготовлення, то в місцях проходу кабелів через стіни, перекриття і будівельні перегородки повинні бути виконані вогнестійкі пояси, цілісність яких необхідно контролювати під час експлуатації.

Крім того, вогнестійкі пояси повинні бути виконані на горизонтальних ділянках коробів через кожні 30 м довжини, на вертикальних – через кожні 20 м, а також у місцях розгалуження коробів.**12.8.23** Конструкція місць проходу кабелів (проходок) через стіни та перекриття приміщень повинна передбачити можливість заміни та додаткової прокладки кабелів під час експлуатації, зміни проекту та виконання технічного переоснащення й реконструкції.

12.8.24 Усі отвори в стінах та перекриттях приміщень повинні бути ущільнені негорючим матеріалом.

12.8.25 Для забезпечення доступу до кабелів як у виробничих приміщеннях, так і у разі надземного їх прокладання на електростанціях, у випадку розташування нижньої частини кабельних трас на висоті понад 2,5 м від планування, за кількості силових кабелів більшій ніж 10 повинні бути передбачені площадки обслуговування.

У разі розташування кабельних трас з площадками обслуговування, виконаними як відкритими, так і в непрохідних коробах, на різних рівнях допускають з'єднання площадок обслуговування трас сходами з улаштуванням люків на площадках. У випадку неможливості виконання стаціонарних площадок через відсутність необхідних приміщень або складності компонування допускають виконання знімних збірно-розбірних площадок обслуговування або інвентарних риштувань.

12.8.26 В коридорах АЕС прокладка кабелів повинна бути виконана тільки в металевих коробах заводського виготовлення. Необхідність покриття кабелів з горючою ізоляцією вогнезахисними речовинами визначають у проекті.

12.8.27 На АЕС необхідність покриття кожного силового кабелю у разі однорядного прокладання та зовнішніх рядів силових кабелів у разі багат шарового прокладання в приміщеннях БЩУ, ЦЩУ тощо визначають відповідно до ВБН В.1.1-034-03.307 (НАПБ 03.005).

12.8.28 Кабельні вводи в герметичних приміщеннях АЕС повинні бути захищені екранами від пошкоджень сторонніми предметами.

12.8.29 Силові кабелі, прокладені в зоні суворого режиму АЕС, у разі необхідності підлягають дезактивації згідно з 5.17.17 цих Правил.

12.8.30 Улаштування у кабельних приміщеннях будь-яких тимчасових і допоміжних споруд, майстерень, інструментальних, комор тощо, а також зберігання в них будь-яких матеріалів, заборонене.

12.8.31 У районах з електрифікованим рейковим транспортом або з агресивними ґрунтами кабельна лінія може бути прийнята до експлуатації тільки після виконання її антикорозійного захисту.

У цих районах на кабельних лініях необхідно проводити виміри блукаючих струмів, складати і систематично коригувати потенційні діаграми кабельної мережі (або окремих ділянок) та карти ґрунтових корозійних зон. У місцях, де організований спільний антикорозійний захист для всіх підземних комунікацій, зняття потенційних діаграм не потрібне.

Потенціали кабелів необхідно вимірювати в зонах блукаючих струмів, місцях зближення силових кабелів з трубопроводами і кабелями зв'язку, що мають катодний захист, і на ділянках кабелів, оснащених пристроями захисту від корозії. На кабелях зі шланговими захисними покриттями необхідно контролювати стан антикорозійного покриття відповідно до СОУ 40.1-00013741-35, СОУ-Н ЕЕ 20.304 та СОУ-Н МПЕ 40.1.20.509.

12.8.32 Суб'єкти електроенергетики, що експлуатують кабельні лінії, виконують моніторинг витоків струмів з об'єктів, які є джерелами блукаючих струмів, відповідно до ДСТУ Б В.2.5-29.

У разі виявлення на кабельних лініях небезпеки руйнування металевих оболонок унаслідок електрохімічної корозії повинні бути вжиті заходи для її запобігання. З метою запобігання корозії ділянок алюмінієвих оболонок, що примикають до муфт, необхідно забезпечити їх захист відповідно до вимог чинних НТД.

За захисними пристроями повинно бути встановлене регулярне спостереження.

Металеву неоцинковану броню кабелів, прокладених в кабельних спорудах, і металеві конструкції з неметалізованим покриттям, на яких прокладені кабелі, необхідно періодично покривати негорючими антикорозійними лаками і фарбами.

12.8.33 Розкопки в охоронних зонах кабельних ліній або земляні роботи поблизу них необхідно проводити згідно з Правилами охорони електричних мереж.

12.8.34 Розкопки із застосуванням землерийних машин на відстані до 1 м від кабелю або пневматичних (електричних) інструментів, ломів та кирок, коли до кабелю залишається шар ґрунту менше ніж 0,3 м, забронено.

Застосування ударних і віброзаглиблювальних машин та механізмів ближче ніж 5 м від траси кабелю, заборонено.

Перед початком робіт повинно бути проведене під наглядом персоналу енергооб'єкту контрольне розкриття траси.

Для виконання підричних робіт повинні бути видані додаткові технічні умови.

12.8.35 Підприємства, що експлуатують електричні мережі, повинні періодично, не рідше одного разу на рік, оповіщати організації і населення району, де проходять траси кабельних ліній, про порядок виконання земляних робіт поблизу цих трас.

12.8.36 Забороняється проводити будь-які види робіт у зоні проходження відкритих кабельних трас (естакад), якщо існує загроза їх пошкодження у результаті виконання цих робіт.

12.8.37 Для попередження електричних пробоїв на вертикальних ділянках кабелів з паперовою ізоляцією напругою до 35 кВ внаслідок висихання ізоляції, необхідно їх періодично замінювати або встановлювати на них стопорні муфти.

На кабельних лініях напругою до 35 кВ з кабелями з нестікаючою просочувальною масою або пластмасовою (гумовою) ізоляцією додаткове спостереження за станом ізоляції вертикальних ділянок і їх періодична заміна не вимагається.

12.8.38 Перевірку стану герметичних кабельних проходок та ущільнень потрібно виконувати під час капітального ремонту згідно з графіком, який затверджує технічний керівник енергооб'єкту, а також у міру необхідності.

12.8.39 Під час нагляду за прокладкою та під час експлуатації неброньованих кабелів зі шланговим покриттям необхідно звертати особливу увагу на стан шлангу. Кабелі зі шлангами, що мають наскрізні прориви, задирання і тріщини, повинні бути відремонтовані або замінені.

12.8.40 Забороняється під'єднання абонентських кабельних ліній до шин власних потреб ПС, ТЕС, ГЕС, ГАЕС і об'єктів теплових мереж через зниження надійності електропостачання, крім випадків, спеціально обумовлених проектом.

12.8.41 Експлуатацію силових кабелів іноземного виробництва здійснюють згідно з вимогами виробників та вимогами чинних НД.

12.8.42 Підприємства, що експлуатують кабельні мережі, повинні мати лабораторії, які оснащені апаратами для визначення місць пошкодження кабелю, вимірювальними приладами та пересувними вимірювальними й випробувальними установками, або мати діючий договір на обслуговування та випробування кабельних мереж зі спеціалізованою організацією.

12.8.43 Кабельні лінії повинні періодично проходити випробування, вимірювання та контроль контактних з'єднань відповідно до вимог глави 1.8 ПУЕ, СОУ-Н ЕЕ 20.304 та СОУ-Н ЕЕ 20.577 за графіком, який затверджує технічний керівник енергетичного підприємства (об'єкта електроенергетики).

Необхідність позачергових випробувань на кабельних лініях після ремонтних робіт або розкопок, пов'язаних з розкриттям трас, визначає керівник енергетичного підприємства (об'єкта електроенергетики).

У разі оснащення електричних мереж напругою від 6 до 35 кВ пристроями селективного захисту від однофазного замикання на землю, діючими на відключення пошкодженого приєднання, періодичні випробування кабельних ліній можна не виконувати.

При цьому пристрої селективного захисту від однофазного замикання на землю повинні дублюватись або резервуватись.

12.8.44 Зразки пошкоджених кабелів та пошкоджені кабельні муфти можуть підлягати лабораторним дослідженням для встановлення причин пошкодження і розроблення заходів для їх запобігання. Рішення про необхідність дослідження має приймати технічний керівник підприємства.

12.8.45 Для безпеки обслуговуючого персоналу чи сторонніх осіб, наконечники КЛ, що відключено (не введено в експлуатацію або виведено з експлуатації) необхідно з'єднати між собою та заземлити.

ГЛАВА 12.9 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА

12.9.1 Силове електроустаткування електростанцій, підстанцій, теплових мереж, повітряні та кабельні лінії електропередавання повинні бути захищені від коротких замикань і порушень нормальних режимів пристроями релейного захисту (РЗ), автоматичними вимикачами або запобіжниками й оснащені пристроями автоматики.

Пристрої релейного захисту й автоматики (електроавтоматики, протиаварійної та режимної автоматики), надалі пристрої РЗА, за принципами дії, уставками, налаштуваннями, умовами резервування і вихідними діями повинні відповідати схемам і режимам роботи електроенергетичної системи (ЕЕС), устаткування і постійно бути в роботі, крім пристроїв, які повинні виводитися з роботи відповідно до призначення і принципу дії, режимів роботи ЕЕС, електроустаткування або за умовами селективності.

Принципи виконання і розташування пристроїв РЗА повинні відповідати чинним НД.

12.9.2 Силове електроустаткування і лінії електропередавання можуть перебувати під напругою тільки з уведеними у роботу пристроями РЗА. У випадку виведення з роботи або несправності окремих видів захисту чи автоматики, пристрої, що залишилися в роботі, повинні забезпечувати повноцінний захист електроустаткування від усіх видів пошкоджень та небезпечних режимів. Якщо ця умова не може бути виконана, то повинен бути уведений тимчасовий пристрій РЗА або змінені характеристики існуючих пристроїв для забезпечення повноцінного захисту та необхідної швидкодії. У разі неможливості виконання цих умов у частині електроавтоматики, протиаварійної або режимної автоматики, повинні бути здійснені (уведені) відповідні режимні обмеження, а за неможливості виконання цих умов стосовно захистів – приєднання повинно бути вимкнене.

12.9.3 За наявності швидкодійних релейних захистів і пристроїв резервування відмови вимикачів усі операції з вмикання (вимикання) ліній, шин і устаткування, а також операції з перемикачів роз'єднувачами і вимикачами повинні бути здійснені з уведеними у роботу цими захистами. Якщо на час проведення операцій які-небудь з цих захистів не можуть бути введені у роботу або повинні бути виведені з роботи за принципом дії, слід увести прискорення на резервних захистах або виконати тимчасовий захист, хоча б неселективний, але з необхідною швидкістю.

У разі улаштування диференціального захисту шин за допомогою основного і дублюючого комплектів захисту виведення обох комплектів з роботи без вимикання системи шин, яку вони захищають, заборонено.

12.9.4 На АЕС протиаварійна автоматика (ПА), яка забезпечує збереження стійкості електростанції після вимкнення зв'язків із системою, повинна бути дубльованою. Можна допустити вивід обох комплектів з роботи лише за генерації меншої від мінімальних уставок пристрою контролю попереднього режиму.

12.9.5 Протиаварійна автоматика, яка забезпечує збереження стійкості ЕЕС (ОЕС), повинна бути дубльованою, здійсненою на різних принципах виявлення порушень нормального режиму. Одночасне виведення обох комплектів з роботи допускають лише після розробки та здійснення заходів, що запобігають недопустимому завантаженню мережі.

12.9.6 Автоматика ліквідації асинхронного режиму повинна бути виконана за допомогою основних і резервних комплектів. Виведення обох комплектів з роботи без вимкнення елемента мережі, який захищається, недопустиме.

12.9.7 Автоматика частотного розвантаження (АЧР) під час зниження частоти в електричній мережі за своїми обсягами, уставками та ступенями повинна відповідати завданню Оператора системи передачі (ОСП).

Увімкнення споживачів, вимкнених дією АЧР, які не мають автоматичного повторного увімкнення після відновлення частоти (ЧАПВ), може бути здійснене лише з дозволу диспетчера ОСП (Регіонального диспетчерського центру).

12.9.8 Канали передачі команд РЗ і ПА по ПЛ (КЛ, ВОЛЗ), як основні, так і дублюючі, повинні постійно бути в роботі. Їх необхідно виводити з роботи тільки на

час виконання ремонтних (профілактичних) робіт та при виведенні в ремонт ПЛ (КЛ) з установкою заземлень по трасі ПЛ (КЛ), якою організовані канали.

Одночасне планове виведення з роботи основних і дублюючих каналів передачі команд РЗ і ПА заборонено.

12.9.9 Встановлені на електростанціях і підстанціях пристрої автоматичного фіксування аварійних процесів, фіксуючі прилади визначення місць пошкоджень, мікропроцесорні реєстратори аварійних ситуацій та інші пристрої, використовувані для аналізу роботи пристрою РЗА і визначення місця пошкодження на лініях електропередавання, повинні бути завжди готові до дії. Виведення з роботи зазначених пристроїв повинні здійснюватися за заявкою

12.9.10 Всі пристрої РЗА і ПА розподіляються на три рівні згідно оперативно-технологічної підпорядкованості:

а) перший рівень – пристрої РЗА і ПА основної мережі України і зв'язків з енергооб'єднаннями сусідніх держав, що знаходяться в оперативному керуванні і віданні оперативного персоналу оператора системи передачі (ОСП);

б) другий рівень – пристрої РЗА і ПА, що знаходиться в керуванні і віданні оперативного персоналу регіональних диспетчерських центрів (далі РДЦ) ОСП:

- електричної мережі 220 кВ і вище свого регіону;

- кільцевих (транзитних) зв'язків 110 (154) кВ;

- головної схеми атомних, теплових і гідравлічних електростанцій;

в) третій рівень – пристрої РЗА і ПА, що знаходиться в керуванні і віданні оперативного персоналу оператора системи розподілу (ОСР), ремонтно-експлуатаційних центрів, підстанцій, магістральних та розподільчих мереж, начальників змін атомних, теплових, гідравлічних, вітрових електростанцій, блок-станцій тощо.

Організація експлуатації пристроїв РЗА і ПА здійснюється за ієрархічною структурою з обов'язковим технологічним підпорядкуванням нижчих рівнів управління вищим відповідно до Кодексу системи передачі.

12.9.11 Власники об'єктів енергоспоживання і ОСР повинні погодити ОСП типи пристроїв, схеми та уставки РЗ і ПА відповідно до вимог КСП.

12.9.12 Алгоритми роботи, принципи організації, схеми, конфігурації та уставки релейного захисту і протиаварійної автоматики генеруючих одиниць в обов'язковому порядку погоджуються з ОСП і повинні бути скоординовані (узгоджені) з дією РЗ та ПА передавальних та розподільних мереж.

12.9.13 Розрахунок уставок спрацьовування і вибір схем (конфігурацій) пристроїв РЗА і ПА, що вводяться в роботу вперше, з метою визначення можливості надійного захисту устаткування та забезпечення стійкої роботи електричної мережі вибраними типами пристроїв, виконує проектна організація.

В процесі експлуатації схеми і уставки РЗ та ПА мереж, з урахуванням характеристик генеруючої одиниці, визначає ОСП.

Оперативно-розрахункові підрозділи, у віданні або керуванні яких перебувають ці пристрої РЗА і ПА, розраховують їх уставки для усіх необхідних режимів і аварій (відповідно до чинних НД). Підрозділи з експлуатації РЗА погоджують схеми (конфігурації) та забезпечують розроблення необхідних оперативних вказівок щодо використання цих пристроїв.

12.9.14 В підрозділах, які організовують експлуатацію і вибирають уставки РЗА і ПА, повинні бути така технічна документація (в паперовій або електронній формі) і програмне забезпечення:

– технічні дані про пристрої у вигляді карт уставок і характеристик;

– інструкції або методичні вказівки з налагодження й перевірки, а для

імпортних пристроїв – вказівки з обслуговування та методики з вибору уставок;
– виконавчі робочі схеми: принципові або структурні, файли конфігурації мікропроцесорних пристроїв (МП);
– програмне забезпечення для керування та технічного обслуговування МП пристроїв РЗА і ПА та реєстраторів аварійних подій.

Крім того, в таких підрозділах повинно бути програмне забезпечення для розрахунку аварійних режимів та вибору уставок РЗА і ПА.

12.9.15 В підрозділах РЗА, які виконують безпосереднє технічне обслуговування пристроїв РЗА і ПА, крім зазначеної у 12.9.14 цих Правил, повинна бути така технічна документація (в паперовій або електронній формі):

– паспорти-протоколи;
– виконавчі робочі схеми: принципові або структурні (технологічні алгоритми функціонування);

– програми виконання робіт для складних пристроїв РЗА і ПА із зазначенням послідовності, способу і місця від'єднання при виведенні (приєднання при введенні в роботу) їх кіл від пристроїв РЗА, ПА, МУ і АСКТП, що залишаються в роботі, кіл керування устаткуванням, кіл струму та напруги.

Типові та робочі (разові) програми виконання робіт на пристрої РЗА і ПА першого та другого рівнів складають виконавці робіт, погоджує керівник підрозділу експлуатації РЗА об'єкта та затверджує технічний керівник енергооб'єкта.

Результати технічного обслуговування повинні бути занесені в паспорт-протокол (докладні записи щодо складних пристроїв РЗА і ПА за необхідності повинні бути зроблені в робочому журналі).

Виконавчі схеми РЗА необхідно приводити у відповідність негайно після зміни реальної схеми. Зміни у схемах повинні бути підтверджені записами, які вказують, хто вніс зміни, причину та дату внесення змін, відмітку про погодження. Схеми на папері повинні поновлюватись в міру їх зношення. Виконавчі схеми РЗА погоджує керівник підрозділу експлуатації РЗА, у віданні якого знаходиться пристрій, та затверджує технічний керівник енергооб'єкта.

12.9.16 Оперативний персонал енергооб'єкта повинен здійснювати:

– уведення та виведення з роботи пристроїв РЗА (ступенів), а також зміну їх дії та уставок (де це передбачено) за розпорядженням оперативного персоналу, в керуванні (віданні) якого є ці пристрої, використовуючи спеціально передбачені перемикальні пристрої або засоби автоматизованих систем;

– періодичний контроль правильності положення засобів перемикання на збірках (рядях) затискачів пультів управління, шаф і панелей (надалі – панелях РЗА), кришок випробувальних блоків;

– контроль роботи пристроїв РЗА за показами приладів і наявної на апаратах і панелях (шафах) вмонтованої індикації та сигналізації, а також за повідомленнями, які надходять від мікропроцесорних пристроїв РЗА до автоматизованих систем збору інформації;

– контроль роботи пристроїв реєстрації аварійних подій;

– обмін сигналами високочастотних (далі - ВЧ) захистів або, за автоматичного обміну сигналами, контроль відсутності несправності;

– вимірювання контрольованих параметрів пристроїв низькочастотної та високочастотної апаратури каналів РЗА і ПА;

– вимірювання струму небалансу в захисті шин і в пристрої контролю ізоляції ввводів;

– вимірювання напруги небалансу в розімкненому трикутнику трансформатора напруги;

– опробування автоматичного вмикання резерву і приладів фіксації.

Перелік апаратів і пристроїв, щодо яких застосовують вимірювання, контроль і опробування, періодичність і порядок їх виконання та дії оперативного персоналу

у разі виявлення відхилень від норм встановлюються інструкціями з експлуатації.

Результати періодичного контролю та вимірювань заносять в спеціальний журнал (журнали).

Для енергооб'єктів без постійного оперативного персоналу з діючими АСКТП передбачені цим пунктом операції виконує диспетчер, в оперативному керуванні якого знаходяться вказані пристрої.

12.9.17 Якщо оперативний персонал на енергооб'єкті виконує перемикання на панелях РЗА за допомогою ключів, накладок, випробувальних блоків, інших пристосувань, або диспетчер за допомогою засобів АСКТП дистанційно змінює налаштування МП пристроїв РЗА і ПА, він має застосовувати таблиці положення вказаних перемикальних пристроїв для використовуваних режимів або інші наочні методи контролю, а також програми, бланки перемикань та типові бланки перемикань.

Про операції з цих перемикань, зміни уставок та налаштування повинен бути зроблений запис в оперативному журналі.

12.9.18 Оперативний персонал енергооб'єкта (диспетчер, який керує об'єктом за допомогою засобів АСКТП) несе відповідальність за правильне положення усіх комутаційних пристроїв РЗА.

У разі наявності на об'єкті постійного персоналу підрозділів з експлуатації РЗА і ПА, цей персонал повинен періодично та після змін в роботі первинного устаткування оглядати усі панелі і пульти керування, панелі й пристрої РЗА та сигналізації, звертаючи увагу на відповідність положення засобів для перемикання схем режимам роботи устаткування.

Періодичність оглядів установлює технічний керівник енергооб'єкту.

12.9.19 Під час експлуатації повинні бути забезпечені нормальні умови роботи (допустимі температура, вологість, вібрація, відхилення робочих параметрів від номінальних, рівень завад, електромагнітних впливів усіх видів, тощо) апаратури РЗА і ПА (реле, апаратів, допоміжних пристроїв тощо) і контрольних кіл (кабельної продукції, проводів, рядів затискачів тощо). Розміщення пристроїв не повинно допускати потрапляння на них прямих сонячних променів.

У разі розміщення пристроїв РЗА і ПА в шафах (контейнерах), встановлених просто неба або у неопалюваних приміщеннях, повинно бути передбачене автоматичне підтримання нормальних умов застосування обладнання. Пристрої РЗА і ПА, що встановлені в таких шафах (контейнерах), повинні зберігати свою працездатність за температури від мінус 40° С до плюс 70° С і відносній вологості до 80 %. Такі пристрої не повинні містити вмонтованих вентиляторів.

Поверхні прозорих кришок апаратури РЗА і ПА повинні регулярно очищуватись від пилу і бруду в терміни, встановлені технічним керівником об'єкту.

12.9.20 Уперше змонтовані пристрої РЗА і контрольні кола перед уведенням у роботу повинні бути налагоджені та пройти приймальні випробування в обсягах, передбачених чинними НД та інструкціями виробника.

Дозвіл на підключення до діючих кіл та уведення в роботу нових пристроїв видається із записом у журналі релейного захисту і автоматики з оформленням заявки.

12.9.21 На панелях РЗА на лицьовому та зворотному (у разі двостороннього обслуговування) боках повинні бути написи, що вказують монтажний номер панелі та її призначення відповідно до диспетчерських найменувань.

Встановлена на панелях РЗА апаратура повинна мати з обох боків (у разі двостороннього обслуговування) написи або маркування відповідно до виконавчих схем. Розташування написів або маркування повинно однозначно визначати призначення та належність відповідного апарата. Аналогічно повинні бути марковані порти мікропроцесорних пристроїв РЗА.

Написи біля випробувальних блоків і засобів для перемикачів (накладок, перемикачів, рубильників, автоматичних вимикачів тощо), якими керує оперативний персонал, повинні чітко визначати призначення цих пристроїв і вид дії.

Засоби для перемикачів повинні бути розділені на оперативні та неоперативні і мати відповідні кольорові позначення, однакові для всіх пристроїв об'єкта.

На панелі з апаратурою, яка належить до різних приєднань або різних пристроїв РЗА одного приєднання, що можуть бути перевірені окремо, повинні бути нанесені розмежувальні лінії. Ряди затискачів різних пристроїв РЗА повинні бути відділені розділювальними колодками з відповідним маркуванням.

Під час перевірок необхідно вживати заходи щодо обмеження доступу до апаратури, яка залишилася в роботі

12.9.22 На щитах управління електростанцій і підстанцій, на панелях РЗА засоби для перемикачів в колах РЗА повинні бути розташовані наочно, а однотипні операції з ними повинні проводитися однаково. На об'єкті без постійного оперативного персоналу, керування яким здійснюється за допомогою АСКТП, к्वальність перемикачів пристроїв у колах РЗА і ПА повинна бути мінімальною, але достатньою для виконання безпечного технічного обслуговування.

12.9.23 Проводи, приєднані до збірок (рядів) затискачів, повинні мати зустрічне маркування, що відповідає виконавчим схемам. Аналогічно повинні бути марковані комутаційні шнури (патч-корди) зв'язку між АСКТП та МП РЗА і ПА.

Контрольні кабелі і кабелі ВОЛЗ повинні мати маркування на кінцях, у місцях розгалуження і перетину потоків кабелів, у разі проходження їх через стіни, стелі тощо.

Кінці незадіяних жил контрольних кабелів повинні бути ізольовані і на них повинен бути вказаний номер кабелю.

12.9.24 На панелях РЗА не повинні бути в безпосередній близькості затискачі, які відносяться до різних приєднань, улаштувань або функціональних груп, випадкове з'єднання яких може спричинити увімкнення або вимкнення приєднання, пуск команд РЗА і ПА, коротке замикання в колах оперативного струму, вторинних колах трансформатора напруги або в колах збудження генератора.

12.9.25 Електроживлення пристроїв РЗА і ПА, попереджувальної і аварійної сигналізації, АСКТП, АСОЕ, зв'язку тощо повинно здійснюватись, як правило, постійним оперативним струмом від акумуляторної батареї напругою 220 В або 110 В.

У колах оперативного струму повинна бути забезпечена селективність дії апаратів захисту (запобіжників і автоматичних вимикачів).

Автоматичні вимикачі, колодки запобіжників повинні мати маркування з вказаним схемним позначенням, призначенням і величиною струму. Обслуговуючий персонал повинен бути забезпечений запасом каліброваних х вставок запобіжників.

На ПС з оперативним змінним струмом допускається живлення пристроїв РЗА випрямленим постійним струмом від спеціальних блоків живлення. Мікропроцесорні пристрої РЗА, що застосовуються на таких ПС, повинні зберігати працездатність у разі короткочасних перерв живлення тривалістю до 40 мс.

12.9.26 Під час експлуатації пристроїв РЗА і ПА та їх контрольні кола повинні бути перевірені і опробовані в обсязі й у терміни, зазначені в чинних НД та інструкціях виробників.

Технічне обслуговування пристроїв РЗА і ПА, яке вимагає наступного опробування дій на комутаційні апарати, повинно бути поєднане, як правило, із ремонтом відповідного силового устаткування.

Після хибного спрацювання або відмови спрацювання пристроїв РЗА і ПА повинні бути проведені додаткові (післяаварійні) перевірки.

12.9.27 Усі випадки спрацювання і відмови пристроїв РЗА і ПА, а також дефекти, виявлені в процесі експлуатації, повинні реєструватися, аналізуватися і враховуватися у встановленому порядку службами, які їх експлуатують. Виявлені дефекти повинні бути усунені.

Про кожен випадок неправильного спрацювання або відмови спрацювання пристроїв РЗА і ПА, а також про виявлені дефекти схем і апаратури та про виконані заходи щодо їх запобігання, повинна бути проінформована вища служба РЗА, в управлінні або віданні якої знаходиться пристрій.

12.9.28 Пристрої РЗА і ПА, за винятком тих, уставки яких змінює оперативний персонал, дозволено відкривати тільки працівникам служб РЗА або, у виняткових випадках, за їх вказівкою оперативному персоналові.

Роботи в пристроях РЗА і ПА повинен виконувати кваліфікований персонал, навчений та допущений до самостійної перевірки і налаштування відповідних пристроїв.

12.9.29 Виведення з роботи, зміна режимів роботи або параметрів настроювання, а також зміна дії пристроїв РЗА і ПА повинні бути оформлені згідно з вимогами Правил виконання оперативних перемикачів в електроустановках.

У випадку загрози хибного спрацювання пристроїв РЗА повинен бути виведений з роботи з урахуванням 12.9.2 без дозволу вищого оперативного персоналу, але з наступним повідомленням його (відповідно до інструкції з експлуатації) і оформленням заявки згідно з вимогами Правил виконання оперативних перемикачів в електроустановках.

12.9.30 Зміна уставок мікропроцесорних пристроїв РЗА і ПА повинна виконуватись персоналом РЗА за санкціонованим доступом з фіксацією точного часу, дати і даних особи, яка виконала зміну, а також змісту зміни.

12.9.31 Знімання інформації з пристрою РЗА на мікропроцесорній базі за допомогою АСКПТ, автоматизованих систем збору інформації (АСЗІ), переносної електронно-обчислювальної техніки (ЕОТ) або вбудованого дисплею дозволяється виконувати персоналу служби РЗА або спеціально навченому оперативному персоналу згідно з інструкцією з експлуатації, без дозволу вищого оперативного персоналу.

12.9.32 Під час роботи на панелях РЗА повинні бути вжиті заходи проти помилкового вимкнення устаткування. Роботи необхідно виконувати тільки ізольованим інструментом

Виконання робіт в складних пристроях РЗА без використання виконавчих схем та програм, що містять заданий обсяг і послідовність операцій та затверджені в установленому порядку, заборонено.

Після закінчення робіт повинні бути перевірені справність і правильність приєднання кіл струму, напруги, оперативних кіл, кіл АСКТП, пристроїв МУ та кіл сигналізації. Оперативні кола РЗА і кола управління (за умови їх розмикання у процесі роботи або внесенні змін) повинні бути перевірені шляхом опробування у дії.

12.9.33 Операції у вторинних колах трансформаторів струму і трансформаторів напруги (у тому числі з випробувальними блоками) потрібно виконувати з виведеними з дії пристроями РЗА і ПА (їх окремими ступенями), які за принципом дії і параметрами налаштування (уставками) можуть спрацювати хибно під час виконання зазначених операцій. При цьому мають бути виконані вимоги 12.9.2.

12.9.34 Опір ізоляції електрично пов'язаних контрольних кіл напругою вищою ніж 60 В відносно землі, а також між електрично не пов'язаними колами різного призначення (вимірювальні кола, кола оперативного струму, сигналізації), повинен

бути в межах кожного приєднання не нижчим ніж 1 МОм. Якщо величина опору ізоляції нижча ніж 1 МОм, слід виконати випробування підвищеною напругою згідно з 12.9.35.

Опір ізоляції контрольних кіл, розрахованих на робочу напругу, що не перевищує 60 В відносно землі, крім кіл 24 В та нижче, повинен бути не нижчим ніж 0,5 МОм.

Вимірювання опору ізоляції кіл 24 В і нижче пристроїв РЗА на мікроелектронній та мікропроцесорній базі потрібно проводити відповідно до вказівок виробника.

Опір ізоляції кіл напругою вищою ніж 60 В відносно землі вимірюють мегаомметром на напругу від 1000 В до 2500 В; на напругу до 60 В – мегаомметром на напругу 500 В.

Опір ізоляції струмових кіл, а також жил кабелів газових реле, має бути не нижче ніж 10 МОм.

Для запобігання пошкодження пристроїв на мікроелектронній та мікропроцесорній базі під час перевірки ізоляції зовнішніх контрольних кіл, а також внутрішніх з'єднань окремих пристроїв РЗА і ПА, повинні бути виконані вказівки, передбачені інструкціями виробника і, за необхідності, вжиті додаткові заходи (наприклад, закорочування окремих елементів, ділянок схеми або «плюса» і «мінуса» схеми живлення).

12.9.35 У разі увімкнення після монтажу і першого профілактичного контролю ізоляція електрично пов'язаних кіл РЗА і ПА напругою вищою 60 В відносно землі і всіх інших вторинних кіл даного приєднання повинна бути випробувана напругою 1000 В змінного струму промислової частоти протягом 1 хв.

Крім того, напругою 1000 В, 50 Гц протягом 1 хв повинна бути випробувана ізоляція між жилами контрольного кабелю тих кіл, де є ймовірність замикання між жилами з серйозними наслідками (кола газового захисту; ДЗШ, кола конденсаторів, використовуваних як джерело оперативного струму, вторинні кола трансформаторів струму тощо).

Надалі в експлуатації ізоляція кіл РЗА і ПА (за винятком кіл напругою 60 В і нижчою) повинна випробуватися протягом 1 хв напругою 1000 В змінного струму або випрямленою напругою 2500 В за допомогою мегаомметра або спеціального пристрою.

Випробування ізоляції кіл РЗА і ПА напругою 60 В і нижчою провадять у процесі її вимірювання мегаомметром згідно з 12.9.34.

12.9.36 У разі усунення пошкоджень контрольних кабелів або за умови їх нарощування з'єднання жил необхідно здійснювати з встановленням спеціальних муфт або за допомогою призначених для цього клемних коробок (рядів затискачів).

Зазначені муфти і коробки повинні бути зареєстровані у спеціальному журналі.

На кожні 50 м кабелю не повинно бути більше двох із вказаних вище з'єднань. Загальна кількість з'єднань не повинна перевищувати одного на кожні 100 м загальної довжини кабелю.

12.9.37 Контрольні кабелі з ізоляцією жил, схильною до руйнування під впливом повітря, світла або масла, повинні мати додаткове покриття, яке перешкоджає цьому руйнуванню на ділянках жил від затискачів до кінцевих оброблень.

12.9.38 Вторинні обмотки трансформаторів струму повинні бути завжди замкнені на реле, прилади, пристрої МУ або закорочені. Контрольні кола трансформаторів струму, трансформаторів напруги і вторинні обмотки фільтрів приєднання ВЧ каналів повинні бути заземлені.

12.9.39 Канали передачі команд РЗА і ПА кабельними лініями і волоконно-оптичними лініями зв'язку (ВОЛЗ) після реконструкції, ремонту або технічного переоснащення лінії зв'язку повинні бути уведені в роботу тільки після передбачених НД вимірювань і опробування проходження команд РЗА і ПА.

12.9.40 Додаткові відомості щодо експлуатації мікропроцесорних пристроїв РЗА і ПА, приєднаних до АСКТП, викладені в розділі 5 цих Правил. Приєднання пристроїв РЗА і ПА до АСКТП не повинно знижувати їх надійність та швидкодію.

12.9.41 Погодження взаємодій електричних і технологічних захистів на АЕС, ТЕС, ГЕС, ВЕС та інших енергооб'єктах повинно бути передбачене проектом.

ГЛАВА 12.10 СИСТЕМА АВАРІЙНОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ АЕС

12.10.1 Система аварійного електропостачання (САЕ) повинна забезпечувати електропостачання споживачів систем безпеки АЕС в усіх режимах роботи, в тому числі у випадку втрати робочих і резервних джерел живлення від енергосистеми. САЕ має у своєму складі автономні джерела електроживлення, розподільчі та комутаційні пристрої. Необхідність САЕ у системі ВП визначається тільки безпекою АЕС.

12.10.2 Систему аварійного електропостачання АЕС необхідно експлуатувати відповідно до вимог НП 306.2.205-2016.

12.10.3 Для виконання своїх функцій згідно з різними вихідними подіями САЕ повинна мати у своєму складі автономні джерела електроенергії у вигляді дизель-генераторних електростанцій та АБ. Дозволено використовувати також інші автономні джерела живлення за наявності відповідного техніко-економічного обґрунтування.

12.10.4 Структура та компоновка САЕ визначені технологічною частиною систем безпеки АЕС, схемою живлення керуючої системи безпеки, а також необхідністю та обґрунтованою достатністю фізичного розділення каналів.

12.10.5 Система аварійного електропостачання та технічні засоби, що належать до неї, повинні виконувати задані функції в умовах дії природних явищ, властивих для району розташування енергооб'єкту (землетруси, урагани тощо), в умовах виникнення відмов із загальних причин (пожежі тощо), а також у разі теплових, механічних і хімічних впливів, що виникають внаслідок аварій на АЕС.

12.10.6 Випробування САЕ повинні бути завершені до початку обкатки реакторної установки.

12.10.7 Система аварійного електропостачання АЕС повинна бути прийнятою в експлуатацію до фізичного пуску енергоблоку.

12.10.8 Приймання в експлуатацію САЕ здійснюють після успішного проведення комплексних опробувань і випробувань, які включають перевірку підсистем (елементів) САЕ: агрегатів безперебійного живлення, АБ, дизель-генераторів, автоматики і ступеневого пуску механізмів у разі знеструмлення власних потреб АЕС, оборотних двигунів-генераторів.

12.10.9 До початку комплексного опробування повинні бути проведені налагоджування усього електроустаткування та усі індивідуальні опробування та випробування САЕ. Відповідальність за проведення індивідуальних випробувань устаткування повинна бути покладена на монтажну організацію, яка виконувала цю роботу.

12.10.10 Підставою для початку робіт з комплексного опробування САЕ повинен бути наказ по АЕС про готовність енергоблоку до проведення робіт, виданий на підставі актів про приймання дирекцією АЕС монтажних робіт із САЕ.

12.10.11 Налагодження кожного комплексу електротехнічного устаткування в САЕ необхідно закінчувати проведенням комплексних випробувань згідно з програмами, розробленими адміністрацією АЕС. Програми затверджує експлуатуюча організація, а погоджують органи державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки.

12.10.12 Опробування і комплексні випробування проводяться за умови повної готовності САЕ і усіх споживачів. Вони проводяться за графіком, який затверджує технічний керівник (головний інженер) АЕС. Обсяг і періодичність опробувань і випробувань повинні відповідати вимогам заводської документації, регламентові безпечної експлуатації енергоблоку та інших НД.

Під час проведення опробувань та випробувань повинні бути забезпечені експлуатаційні умови, які унеможливають порушення меж безпечної експлуатації АЕС.

12.10.13 Опробування та випробування підсистем САЕ виконують за робочими програмами, розробленими на підставі типових програм і погодженими з органами державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки. У програмах перевірки підсистем САЕ повинні чітко бути вказані критерії приймання та дії, які повинні бути вжиті у випадку недотримання вказаних критеріїв та інших відхилень:

- необхідні заходи з боку експлуатаційного персоналу;
- повідомлення відповідних осіб, відповідальних за експлуатацію САЕ;
- ремонтні роботи;
- консультації з розробниками та проектантами.

12.10.14 За позитивних результатів комплексних опробувань і випробувань складають акт приймання САЕ в експлуатацію для пред'явлення його державній приймальній комісії.

12.10.15 На етапі освоєння потужності енергоблоку (енергоблоків) АЕС в частині САЕ необхідно обов'язково проводити комплексні випробування системи у цілому в режимах:

- повного знеструмлення енергоблоку;
- розвантаження енергоблоку до навантаження ВП;
- вимкнення турбогенератора від мережі.

Випробування проводять на рівнях потужності (ступенях), включаючи номінальну, передбачених програмою освоєння енергоблоку. Результати випробувань оформляють протоколами та актами.

12.10.16 Експлуатація САЕ представляє собою комплекс технічних та організаційних заходів з підтримання системи в режимі постійної готовності до прийняття навантаження, а саме:

- регулярні огляди черговим персоналом устаткування, що є у роботі, контроль за його станом за допомогою штатних засобів діагностики та вимірювань;
- періодичні опосвідчування з використанням спеціальних систем діагностики, передбачених проектом, працівниками технічних служб;
- регулярне опробування роботи устаткування САЕ в режимах, які максимально імітують аварійні або близькі до них ситуації, якщо умови безпеки обмежують можливості проведення прямих і повних перевірок;
- відновлювальні та інші регламентні роботи під час ремонтів і планових зупинів енергоблоків.

12.10.17 Стан САЕ в усіх експлуатаційних і аварійних режимах енергоблоку, на всіх місцях управління і контролю повинен бути контрольований і відображений у повному обсязі згідно з проектом.

12.10.18 Дизель-генератори резервної дизель-електростанції (РДЕС) у режимі «очікування» повинні бути в постійній готовності до автоматичного та дистанційного запуску з БЩУ і з місця та автоматичного прийняття навантаження. РДЕС повинна працювати без постійної присутності оперативного персоналу.

12.10.19 Устаткування, системи та пристрої, так само як і будівлі РДЕС, повинні бути розраховані на усі можливі дії, що виникають внаслідок проектних аварій; місцевих природних явищ, властивих для даного району; зовнішньої ударної хвилі з надлишковим тиском відповідно до вимог чинних НД.

12.10.20 В інструкції з експлуатації РДЕС повинні бути передбачені вимоги до методики та періодичності перевірок роботоздатності дизель-генераторів (увімкнення, навантаження, вимкнення) на працюючому та вимкненому енергоблоці.

12.10.21 Акумуляторні батареї повинні бути повністю заряджені, готові до роботи та перебувати у режимі підзарядки від випрямних пристроїв.

12.10.22 У САЕ повинні бути використані вогнестійкі кабелі та кабелі, що не поширюють горіння. Для усіх кабельних трас і кабельних приміщень повинні бути передбачені необхідні протипожежні захисні заходи (вогнестійкі заробки, блокування вентиляції тощо).

12.10.23 Кабелі кожного каналу системи безпеки повинні бути територіальне розділені від інших каналів для того, щоби відмови із загальної причини (пожежі тощо) в одному каналі не поширювалися на інші. Для цього повинні бути передбачені ізолюючі вогнестійкі перегородки на усіх кабельних трасах, які територіальне пов'язують канали системи безпеки між собою.

12.10.24 Під'єднання непроєктних споживачів до секцій та збірок САЕ незалежно від режиму роботи енергоблоку та стану САЕ, навіть тимчасово, заборонене. Під час проведення планових ремонтних робіт можна допустити тимчасове живлення устаткування САЕ від стороннього джерела.

12.10.25 Щорічно в період виведення енергоблоку в плановий ремонт або перевантажування палива САЕ підлягає комплексним випробуванням з запуском механізмів шляхом примусового знеструмлення ВП і від аварійного технологічного сигналу.

12.10.26 Технічними та організаційними заходами повинен бути унеможливлений несанкціонований доступ до приміщень та споруд, в яких розташовані підсистеми (устаткування) САЕ. Кожний факт відвідування приміщень і споруд САЕ повинен бути обов'язково зафіксований та зареєстрований. У випадку аварійних обставин повинна бути передбачена можливість негайного доступу в приміщення та споруди САЕ.

12.10.27 Положення ключів управління, автоматики та блоків елементів живлення САЕ повинно відповідати нормальному експлуатаційному режимові. Повинні бути вжиті заходи щодо недопущення несанкціонованої зміни положення ключів.

12.10.28 Під час роботи реакторної установки під навантаженням можна допустити виведення з роботи одного каналу САЕ з обов'язковим виконанням вимог технологічного регламенту безпечної експлуатації енергоблоку і на час, визначений у ньому. У цьому випадку повинна бути забезпечена роботоздатність інших каналів систем безпеки.

12.10.29 Для всіх підсистем САЕ керівництвом АЕС повинні бути розроблені інструкції профілактичного техобслуговування, перевірок роботоздатності та ремонту устаткування згідно з вимогами ТУ, проекту та інших встановлених правил, норм та інструкцій.

12.10.30 В інструкціях з ведення перевірок САЕ повинні бути чітко обумовлені експлуатаційні умови, які запобігають порушенням меж безпечної експлуатації АЕС. Для видів перевірок САЕ, які вимагають виведення з експлуатації каналів системи безпеки, повинні бути вказані умови виведення цих систем, а також дані спеціальні вказівки щодо повторного введення каналів в експлуатацію.

12.10.31 Для аналізу стану устаткування САЕ на АЕС повинні бути зафіксовані:
– випадки виникнення аварійних ситуацій, пов'язаних із пошкодженням, виходом з ладу та порушеннями у роботі САЕ;
– випадки відмов під час експлуатації устаткування САЕ, що супроводжуються порушенням вимог технологічного регламенту, інструкцій з експлуатації, умов безпечної експлуатації АЕС;
– ресурс устаткування САЕ.

Дані та результати аналізів повинні бути узагальнені експлуатуючою організацією, яка відповідає за проведення аналізу та вжиття відповідних заходів.

На кожній АЕС повинна бути розроблена технічна документація з експлуатації САЕ на підставі вимог проектної документації, технологічного регламенту безпечної експлуатації енергоблоків, правил і норм в атомній енергетиці.

ГЛАВА 12.11 ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНІ ПРИСТРОЇ

12.11.1 Заземлювальні пристрої (далі – ЗП) протягом всього періоду експлуатації повинні відповідати проекту, вимогам ПУЕ та забезпечувати електробезпеку людей, захист електроустановок і режими їх роботи.

12.11.2 Матеріали, з яких виготовлені заземлювачі, заземлювальні провідники і захисні РЕ-провідники, мають бути електрохімічно сумісними між собою і з матеріалами з'єднувальних і контактних елементів. Вибір матеріалів для заземлювачів і заземлювальних провідників повинен враховувати корозійну агресивність ґрунтів:

– в низькоагресивних ґрунтах (ґрунти з питомим опором ρ понад 50 Ом·м) необхідно застосовувати сталь чорну;

– в середньоагресивних ґрунтах (ґрунти з ρ від 20 до 50 Ом·м) рекомендовано застосовувати сталь з гальванічним мідним або гарячеоцинкованим покриттям. Допускається використовувати сталь чорну без покриття із збільшеним перерізом порівняно з тим, який використовують в низькоагресивних ґрунтах. Величина збільшення перерізу визначається з урахуванням розрахункового терміну служби ЗП;

– в сильноагресивних ґрунтах (ґрунти з ρ до 20 Ом·м) рекомендовано застосовувати мідь або сталь з гальванічним мідним покриттям. Сталь чорну в сильноагресивних ґрунтах використовувати не слід.

Мінімальні перерізи заземлювачів і заземлювальних провідників з рекомендованих матеріалів повинні відповідати табл. 1.7.5 ПУЕ. Прокладати в землі неізольовані алюмінієві провідники заборонено.

12.11.3 Заземлювальні провідники мають бути захищені від корозії на переході ґрунт – повітря такими способами:

– в низькоагресивних ґрунтах шляхом фарбування на довжині не менш ніж 70 см (з них, в землі 35 – 40 см);

– середньоагресивних і сильноагресивних ґрунтах встановленням термоусаджувальної трубки довжиною не меншою ніж 60 – 70 см.

Відкрито прокладені заземлювальні провідники повинні бути пофарбовані у чорний колір та доступними для огляду і проведення вимірювань.

12.11.4 Для ЗП розподільних установок електростанцій і підстанцій, які вводяться в експлуатацію під час нового будівництва або реконструкції, повинні бути проведені в повному обсязі перевірки і вимірювання відповідно до вимог глави 1.8 ПУЕ (перевіряються: конструктивне виконання ЗП на відповідність проекту, з'єднання і приєднання елементів ЗП на цілісність і міцність, вимірюється опір ЗП і напруга дотику, якщо ЗП виконано за напругою дотику. В мережі з заземленою нейтраллю перевіряється напруга на ЗП при стиканні з нього максимального розрахункового струму однофазного замикання на землю тощо).

Перевірка конструктивного виконання ЗП на відповідність проекту виконується власником електроустановки разом з виконавцем після монтажу до засипання заземлювачів і заземлювальних провідників ґрунтом і до приєднання природних заземлювачів і заземлювальних елементів (обладнання, конструкцій, будівель).

За результатами перевірки складається акт на приховані роботи.

12.11.5 Під час здавання в експлуатацію ЗП монтажною організацією повинні бути надані:

- затверджена проектна документація на ЗП;
- виконавчі схеми ЗП;
- дані елементів ЗД (матеріал, профіль, лінійні розміри);
- акти на виконання прихованих робіт;
- протоколи приймально-здавальних випробувань.

12.11.6 Під час експлуатації ЗП слід керуватися:

- СОУ 31.2-21677681-19 в частині організації та проведенні технічного обслуговування і контролю стану ЗП, їх ремонту і випробування в електроустановках напругою понад 1 кВ (на електричних станціях і підстанціях);
- СОУ-Н ЕЕ 20.302 в частині нормованих показників вимірювань, випробувань і діагностики ЗП та обсягів і періодичності їх проведення в електроустановках до і понад 1 кВ, які беруть участь у виробленні, перетворенні, передаванні та розподілу електроенергії (ЗП станцій, підстанцій та опор ПЛ тощо).

12.11.7 На кожний ЗП електроустановки (не поширюється на ЗП опор ПЛ), що знаходиться в експлуатації, повинен бути паспорт, який містить виконавчу схему та дані на елементи ЗП, питомий опір ґрунту, результати перевірок, ремонтів і змін. Рекомендовані форми паспорта і протоколів, які складають за результатами перевірок та випробувань під час експлуатації ЗП, наведено в СОУ 31.2-21677681-19.

12.11.8 Під час експлуатації ЗП контроль їх параметрів необхідно виконувати у терміни, визначені СОУ 31.2-21677681-19 (для електростанцій і підстанцій) та СОУ-Н ЕЕ 20.502 (для опор ПЛ всіх напруг).

12.11.9 Під час вимірювання опору ЗП опор ПЛ 6 – 20 кВ додатково до вимог, наведених в 30.1 і 30.6 СОУ-Н ЕЕ 20.302, необхідно вимірювати опір природних заземлювачів залізобетонних опор в ненаселеній місцевості за питомого опору ґрунту понад 500 Ом·м (в сухих пісках, штучних насипах з встановленими на них опорами тощо).

У випадках, коли виміряний в процесі експлуатації опір природного заземлювача опори перевищує допустимий за 2.5.127 ПУЕ, на такій опорі необхідно додатково встановити штучні заземлювачі достатньої термічної стійкості.

12.11.10 Контроль ЗП кабельних конструкцій, броні кабелю і екранів одножильних кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену необхідно проводити з такою ж періодичністю, як і опор ПЛ. Величина опору ЗП повинна відповідати вимогами

2.3 ПУЕ. У випадках, коли виміряний в процесі експлуатації опір ЗП перевищує допустимий, необхідно встановити додаткові штучні заземлювачі.

12.11.11 В електричних мережах, обладнаних засобами визначення місця пошкодження, після впливу струмів короткого замикання (грозових перенапруг) необхідно проводити огляд та вимірювання електричного опору контактних з'єднань елементів ЗП у зоні впливу і на прилеглих до неї ділянках.

12.11.12 Перевірка корозійного стану заземлювачів і заземлювальних провідників на підстанціях і електростанціях повинна проводитись в місцях, де вони найбільше підлягають корозії, а також поблизу нейтралей силових трансформаторів, автотрансформаторів, шунтувальних реакторів, короткозамикачів, заземлювальних введів дугогасних реакторів, розрядників, обмежувачів перенапруг. Перевірку виконують у терміни, становлені технічним керівником енергооб'єкту, але не рідше ніж один раз на 12 років.

За результатами перевірки елемент ЗП замінюється, якщо зруйновано понад 50% його перерізу.

12.11.13 Перевірку пробивних запобіжників під час експлуатації електроустановок напругою до 1 кВ з типом заземлення системи IT і вимірювання повного опору кола «фаза-нуль» або струму замикання на захисний провідник в електроустановках з типом заземлення системи TN виконують з періодичністю, вказаною в СОУ-Н ЕЕ 20.302.

Пробивні запобіжники повинні бути справними і відповідати номінальній напрузі електроустановки.

Повний опір кола «фаза-нуль» повинен задовольняти надійну роботу пристроїв захисту цього кола відповідно до вимог глави 3.1 ПУЕ.

12.11.14 За результатами випробувань та перевірок складають відповідні протоколи, які заносять до паспорта ЗП електроустановки з висновком про його придатність до подальшої експлуатації.

ГЛАВА 12.12 ЗАХИСТ ВІД ПЕРЕНАПРУГ

12.12.1 На електростанціях, підстанціях і енергооб'єктах, що експлуатують електричні мережі, повинні бути відомості щодо захисту від перенапруг кожної розподільчої установки:

– окреслення захисних зон блискавковідводів, прожекторних щогл, металевих і залізобетонних конструкцій, високих споруд і будівель;

– схеми заземлювальних пристроїв розподільчих установок із зазначенням місць під'єднання захисних апаратів (ОПН, розрядників, іскрових проміжків), заземлювальних спусків підстанційного устаткування і порталів з блискавковідводами, а також матеріалу, довжини та перерізу горизонтальних та вертикальних заземлювачів;

– паспортні захисні характеристики установлених на розподільчих установках і ПЛ захисних апаратів (ОПН, розрядників, захисних проміжків), кількість та місце їх розташування згідно з проектом і фактичні;

– паспортні-картки випробувань ОПН і розрядників за формою, яка наведена в СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-100;

– схеми розподільчих установок зі значеннями довжин захищених тросом підходів ПЛ і відповідними їм відстанями на ошиновці між захисними апаратами розподільчих установок та устаткуванням, яке захищають;

– значення опорів заземлювальних пристроїв розподільчих установок, трансформаторних підстанцій (ТП) і опор тросових підходів ПЛ;

- дані про питомий опір ґрунту по території розподільчих установок.

12.12.2 Перед вводом в експлуатацію власник електроустановок повинен перевірити відповідність схем захисту від перенапруг вимогам ПУЕ та проектів зі складанням акта перевірки.

12.12.3 Підвіска проводів ПЛ напругою до 1000 В будь-якого призначення (освітлювальних, телефонних, високочастотних тощо) на конструкціях ВРУ, окремо встановлених стрижневих блискавковідводах, прожекторних щоглах, димових трубах і градирнях, а також підведення цих ліній до вибухонебезпечних приміщень заборонене.

Вказані лінії необхідно виконувати кабелями з металевою оболонкою або кабелями без оболонки, прокладеними в металевих трубах, як вздовж вертикальних конструкцій так і в землі по території РУ.

Металеві оболонки кабелів і металеві труби повинні бути заземлені.

Підведення ліній до вибухонебезпечних приміщень повинно бути виконане згідно з вимогами чинної інструкції з улаштування грозозахисту будинків і споруд.

12.12.4 Щорічно перед початком грозового сезону необхідно видавати наказ з підготовки до грозового сезону з розробкою заходів з:

– перевірки стану захисту від перенапруг розподільчих установок і ліній електропередавання та забезпечення готовності засобів захисту від грозових і внутрішніх перенапруг;

– усунення відхилень від вимог ПУЕ в схемах грозозахисту розподільчих установок і ліній електропередавання, «вузьких місць», які привели до зниження грозостійкості мереж (устаткування), виявлені під час проведення аналізу проходження грозового сезону попереднього року.

12.12.5 Захисні апарати всіх напруг повинні бути постійно увімкнені.

На ВРУ можна допускати вимкнення на зимовий період (або окремі його місяці) ОПН та розрядників, призначених тільки для захисту від грозових перенапруг у районах з ураганим вітром, ожеледдю, різкою зміною температури та інтенсивним забрудненням.

12.12.6 Профілактичні випробування ОПН та розрядників повинні бути проведені згідно СОУ-Н ЕЕ 20.302 з урахуванням вимог виробників.

Вимірювання струмів провідності ОПН необхідно проводити, як правило, під робочою напругою без вимкнення від мережі.

12.12.7 Технічне обслуговування засобів блискавкозахисту та ведення експлуатаційно-ремонтної документації повинно бути організоване згідно з вимогами СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-100.

12.12.8 В електромережах усіх класів напруг вентильні розрядники рекомендовано замінювати на обмежувачі перенапруг. Заміна вентильних розрядників обмежувачами перенапруг повинна бути виконана на підставі проектного рішення.

12.12.9 Для кожної електричної мережі напругою 6-35 кВ має бути визначено допустимий час існування замикання на землю з урахуванням фактичного стану ізоляції, кабельних і повітряних ліній в мережі, термічної стійкості заземлювачів залізобетонних опор до струмів замикання на землю відповідно до вимог 1.7.65 і 2.5.130 ПУЕ та рекомендацій заводів виробників кабельної продукції. У мережах генераторної напруги, а також у мережах, до яких під'єднані двигуни високої напруги, робота з замиканням на землю може бути допущена згідно з 12.1.29.

12.12.10 Компенсацію ємнісного струму замикання на землю дугогасними реакторами необхідно застосовувати за ємнісних струмів, що перевищують значення, наведені у таблиці 12.6.

Таблиця 12.6

Номинальна напруга мережі, кВ	6	10	15 – 20	35
Ємнісний струм замикання на землю, А	30	20	15	10

У всіх мережах 35 кВ і мережах 6 – 10 кВ з ПЛ на залізобетонних і металевих опорах дугогасні реактори необхідно застосовувати за величини ємнісного струму замикання на землю більшої ніж 10 А, а в мережах 20 кВ з ПЛ на залізобетонних і металевих опорах – більшою ніж 5 А.

Для компенсації ємнісних струмів замикання на землю в мережах необхідно застосовувати дугогасні реактори з автоматичним регулюванням струму. Під час проектування нових енергооб'єктів або модернізації електричних мереж рекомендовано передбачати дугогасні реактори, які мають автоматичну систему резонансного настроювання і вторинну обмотку, через яку можна комутувати резистор для селективного визначення приєднання із струмом замикання на землю. Бажано використовувати сучасні комбіновані дугогасні реактори.

12.12.11 Вимірювання ємнісних струмів замикання на землю, напруг несиметрії та зміщення нейтралі в мережах з компенсацією ємнісного струму необхідно проводити під час введення в експлуатацію всіх типів дугогасних реакторів. Для реакторів зі ступеневим регулюванням вимірювання проводять у випадку значних змін схеми мережі, але не рідше ніж один раз на 6 років. Для реакторів з плавним регулюванням вимірювання необхідно проводити за рішенням технічного керівника.

Вимірювання струмів дугогасних реакторів і струмів замикання на землю у разі різних налаштувань виконують за необхідності. Перевірку налаштування в резонанс ступінчастого дугогасного реактора, встановленого на відповідну ступінь регулювання (за результатами розрахунків ємнісних струмів), рекомендовано виконувати на основі вимірювань напруги зміщення нейтралі на кожній ступені регулювання.

У мережах від 6 кВ до 35 кВ розрахунки ємнісних струмів замикання на землю необхідно проводити під час введення даної мережі в експлуатацію, а також у разі зміни схеми мережі.

12.12.12 Потужність дугогасних реакторів повинна бути вибрана за величиною ємнісного струму мережі з урахуванням її перспективного розвитку на найближчі 10 років.

Дугогасні реактори повинні бути встановлені на підстанціях, пов'язаних з компенсованою мережею не менше ніж двома лініями електропередавання.

Встановлення дугогасних реакторів на тупикових підстанціях заборонене.

Дугогасні реактори повинні бути приєднані до нейтралей трансформаторів, генераторів або синхронних компенсаторів через роз'єднувачі. Біля приводу роз'єднувача повинна бути встановлена світлова сигналізація про наявність у мережі замикання на землю.

Для під'єднання дугогасних реакторів, як правило, повинні бути використані трансформатори зі схемою з'єднання обмоток «зірка з виведеною нейтраллю-трикутник».

Під'єднання дугогасних реакторів до трансформаторів, захищених плавкими запобіжниками, заборонене.

12.12.13 Допускаються налаштування дугогасних реакторів з перекомпенсацією, за яких реактивна складова струму замикання на землю не повинна перевищувати 5 А, а ступінь розстроювання – не більш ніж 5 %. Якщо в існуючих мережах від 6 кВ до 10 кВ встановлено дугогасні реактори зі ступінчастим регулюванням з великою різницею струмів суміжних відгалужень, допускаються настроювання з реактивною складовою струму замикання на землю не більшою ніж 10 А. У мережах 35 кВ за ємнісного струму замикання на землю меншого ніж 15 А допускають ступінь розстроювання до 10 %.

У мережах від 6 кВ до 10 кВ з ємнісними струмами замикання на землю меншими ніж 10 А ступінь розстроювання компенсації не нормують.

Роботу мереж з недокомпенсацією ємнісного струму, як правило, не допускають. Дозволено застосовувати настроювання з недокомпенсацією лише тимчасово за відсутності дугогасних реакторів необхідної потужності і за умови, що несиметрії ємностей фаз мережі, які виникають аварійне (наприклад, обрив проводу або перегорання плавких запобіжників) не можуть призвести до появи напруги зміщення нейтралі, що перевищує 70 % фазної напруги.

12.12.14 За наявності в мережі замикання на землю вмикати та вимикати дугогасний реактор заборонено.

12.12.15 У мережах, що працюють з компенсацією ємнісного струму, напруга несиметрії не повинна перевищувати 0,75 % фазної напруги, що забезпечується при виконанні умови:

$$\left| \frac{C_A + a^2 C_B + a C_C}{C_A + C_B + C_C} \right| \times 100\% \leq 0,75\%$$

де C_A, C_B, C_C – сумарні ємності фаз електрично пов'язаної мережі відносно землі, які включають ємності проводів фаз ПЛ, жил кабелів, конденсаторів зв'язку і додаткових конденсаторів;

a – фазний множник;

$$a = e^{j\frac{2\pi}{3}} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}; \quad a^2 = e^{j\frac{4\pi}{3}} = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}.$$

За відсутності в мережі замикання на землю напруга зміщення нейтралі допускається не вищою ніж 15 % фазної напруги довготривало і не вищою ніж 30 % – протягом 1 год

Зниження напруги несиметрії і зміщення нейтралі до вказаних значень повинно бути здійснене вирівнюванням ємностей фаз мережі відносно землі (транспозицією проводів ПЛ, а також розподілом конденсаторів високочастотного зв'язку між фазами ліній).

Під час підключення до мережі конденсаторів високочастотного зв'язку, конденсаторів грозозахисту обертових машин і нових ПЛ від 6 кВ до 35 кВ повинна бути перевірена допустимість несиметрії ємностей фаз відносно землі.

Пофазні вмикання і вимкання повітряних і кабельних ліній, які можуть призводити до напруги зміщення нейтралі, що перевищує вказані значення, заборонені.

Для контролю напруги зміщення нейтралі на щитах управління електростанцій і підстанцій повинні бути встановлені стаціонарні вимірювальні прилади. Контроль напруги несиметрії виконують за програмою, затвердженою технічним керівником.

12.12.16 У разі обладнання електричних мереж напругою від 6 кВ до 35 кВ пристроями селективного захисту від однофазного замикання на землю, що діють на вимкнення пошкодженого приєднання, компенсація ємнісного струму не вимагається за будь-якою величиною струму замикання на землю.

12.12.17 У мережах від 6 кВ до 35 кВ, в яких вимагається вимкнення приєднання у разі однофазного замикання на землю, з метою забезпечення надійної роботи захисту від замикання на землю і зменшення перенапруг можна допускати роботу мережі з заземленням нейтралі через резистор.

12.12.18 В електроустановках з вакуумними вимикачами, як правило, повинні бути передбачені заходи щодо захисту від комутаційних перенапруг. Відмова від захисту від перенапруг повинна бути обґрунтована.

12.12.19 На підстанціях від 110 кВ до 220 кВ для запобігання виникнення перенапруг від самовільних зміщень нейтралі або небезпечних ферорезонансних процесів оперативні дії потрібно починати з заземлення нейтралі трансформатора, який вмикають на ненавантажену систему шин з електромагнітними трансформаторами напруги.

Перед відокремленням від мережі ненавантаженої системи шин з електромагнітними трансформаторами напруги нейтраль живильного трансформатора повинна бути заземлена.

У мережах від 110 кВ до 220 кВ з появою неповнофазного режиму живлення трансформаторів, що працюють з ізольованою нейтраллю, оперативні дії, пов'язані з заземленням нейтралі цих трансформаторів, недопустимі.

Розподільчі установки від 150 кВ до 500 кВ з електромагнітними трансформаторами напруги і вимикачами, контакти яких шунтовані конденсаторами, повинні бути перевірені розрахунками на можливість виникнення ферорезонансних перенапруг під час вимкнень систем шин. За результатами розрахунків, за необхідності, повинні бути вжиті заходи щодо запобігання ферорезонансу під час оперативних перемикань та автоматичних вимкнень згідно з СОУ-Н ЕЕ 47.501.

У мережах і на приєднаннях від 6 кВ до 35 кВ, у разі необхідності, повинні бути вжиті заходи для запобігання ферорезонансних процесів, у тому числі самовільних зміщень нейтралі.

12.12.20 Невикористовувані обмотки нижчої і середньої напруги силових трансформаторів і автотрансформаторів повинні бути з'єднані в зірку або трикутник і захищені від перенапруг обмежувачами перенапруг, приєднаними до вводу кожної фази.

Допускається виконувати захист невикористовуваних обмоток нижчої напруги, розташованих першими від магнітопроводу, заземленням однієї з вершин трикутника або нейтралі обмотки.

Захист невикористовуваних обмоток не потрібний, якщо до обмотки нижчої напруги постійно під'єднана кабельна лінія довжиною не меншою ніж 30 м, яка має заземлену оболонку або броню.

12.12.21 У мережах напругою 110 кВ і вище розземлення нейтралі обмоток 110 – 220 кВ силових трансформаторів, а також вибір дії релейного захисту і системної автоматики повинні бути здійснені таким чином, щоб у разі різних оперативних і автоматичних вимкнень не були виділені ділянки мережі без трансформаторів із заземленими нейтраллями.

Захист від перенапруг нейтралі обмоток від 110 кВ до 220 кВ трансформаторів з рівнем ізоляції нижчим, ніж у лінійних вводів, які можуть працювати з розземленою нейтраллю, повинен бути здійснений обмежувачами перенапруг.

12.12.22 У мережах від 110 кВ до 750 кВ під час оперативних перемикань і в аварійних режимах короточасні підвищення напруги промислової частоти (50 Гц) на устаткуванні не повинні перевищувати відносних значень (для напруги між фазами або полюсами - відносно найбільшої робочої напруги; для напруги відносно землі - відносно найбільшої робочої напруги, поділеної на $\sqrt{3}$, вказаних у таблиці 12.7. Найбільша робоча напруга електроустаткування на напругу від 110 кВ до 750 кВ наведена в таблиці 12.8.

Вказані в таблиці 12.7 відносні значення напруги поширюються також на підвищені напруги, що відрізняються від синусоїди частоти 50 Гц за рахунок накладання гармонічних складових напруги. Вказані в таблиці 12.7 значення напруги між фазами і відносно землі є відношенням максимуму підвищеної напруги відповідно до амплітуди найбільшої робочої напруги або до амплітуди найбільшої робочої напруги, поділеної на $\sqrt{3}$.

У чисельнику таблиці 12.7 вказані значення допустимого підвищення напруги відносно землі, у знаменнику – між фазами.

Значення допустимих підвищень напруги між фазами стосуються тільки трифазних силових трансформаторів, шунтувальних реакторів і електромагнітних трансформаторів напруги, а також апаратів у триполюсному виконанні у разі розташування трьох полюсів в одному баці або на одній рамі. При цьому для апаратів класів напруги 110; 150 і 220 кВ значення 1,60; 1,70 і 1,80 стосуються тільки міжфазної зовнішньої ізоляції.

Для силових трансформаторів і автотрансформаторів, незалежно від значень, вказаних у таблиці 12.7, за умови нагрівання магнітопроводу кратність підвищеної напруги в частках номінальної напруги встановленого відгалуження обмотки повинна бути обмежена для 20 хв до 1,15, для 20 с до 1,30.

Для вимикачів, незалежно від вказаних у таблиці 12.7 значень, підвищені напруги повинні бути в межах, за яких кратність власної відновної напруги на контактах вимикача не перевищує значень:

– за умови вимкнення непошкодженої ненавантаженої фази лінії під час несиметричного КЗ – 2,4 або 2,8 (залежно від виконання вимикача, зазначеного в технічних умовах) для устаткування від 110 кВ до 220 кВ і 3,0 для устаткування від 330 кВ до 750 кВ;

– за умови вимкнення ненавантаженої лінії – 2,8 для устаткування від 330 кВ до 750 кВ згідно з ГОСТ 687 і ГОСТ 12450.

За тривалості підвищення напруги t , проміжної між двома значеннями, наведеними в таблиці 12.7, допустиме підвищення напруги повинно бути рівне вказаному для більшого з цих двох значень тривалості.

Таблиця 12.7 – Допустимі короточасні підвищення напруги частотою 50 Гц для електроустаткування класів напруги від 110 кВ до 750 кВ

Вид електроустаткування	Номінальна напруга, кВ	Допустиме підвищення напруги (відносне значення) не більше ніж за тривалості дії t			
		20 хв	20 с	1 с	0,1 с
Силові трансформатори і автотрансформатори	110 – 500	$\frac{1,10}{1,10}$	$\frac{1,25}{1,25}$	$\frac{1,90}{1,50}$	$\frac{2,00}{1,58}$
Шунтувальні реактори та електромагнітні трансформатори напруги	110 – 330	$\frac{1,15}{1,15}$	$\frac{1,35}{1,35}$	$\frac{2,00}{1,50}$	$\frac{2,10}{1,58}$
	500	$\frac{1,15}{1,15}$	$\frac{1,35}{1,35}$	$\frac{2,00}{1,50}$	$\frac{2,08}{1,58}$
Комутаційні апарати, ємнісні трансформатори напруги, трансформатори струму, конденсатори зв'язку та шинні опори	110 – 500	$\frac{1,15}{1,15}$	$\frac{1,60}{1,60}$	$\frac{2,20}{1,70}$	$\frac{2,40}{1,80}$
Силові трансформатори і автотрансформатори	750	1,10	1,25	1,67	1,76
Шунтувальні реактори, комутаційні апарати, трансформатори напруги і струму, конденсатори зв'язку та шинні опори	750	1,10	1,30	1,88	1,98

Таблиця 12.8 – Найбільша робоча напруга електроустаткування класів напруги від 110 кВ до 750 кВ

Клас напруги електроустаткування, кВ	110	150	220	330	500	750
Найбільша робоча напруга електроустаткування, кВ	126	172	252	363	525	787

За умови $0,1 \text{ с} < t \leq 0,5 \text{ с}$ допускається підвищення напруги, рівне $U_{1c} + 0,3(U_{0.1c} - U_{1c})$, де U_{1c} і $U_{0.1c}$ – допустимі підвищення напруги тривалістю t , рівною відповідно 1,0 і 0,1 с.

Проміжок часу між двома підвищеннями напруги тривалістю 20 с і 20 хв повинен бути не меншим ніж 1 год. Якщо підвищення напруги тривалістю 20 хв мало місце два рази (з інтервалом в 1 год), то протягом найближчих 24 год підвищення напруги втретє допускається лише у випадку, якщо це потрібно через аварійну ситуацію, але не раніше ніж через 4 год.

Кількість підвищень напруги тривалістю 20 хв не повинна бути більшою ніж 50 протягом 1 року.

Кількість підвищень напруги тривалістю 20 с не повинна бути більшою ніж 100 за термін служби електроустаткування, вказаний у стандартах на окремі види електроустаткування, або за 25 років, якщо термін служби не вказаний. У цьому випадку кількість підвищень напруги тривалістю 20 с не повинна бути більшою ніж 15 протягом 1 року і більшою ніж два протягом 1 доби.

Кількість підвищень напруги тривалістю 0,1 і 1,0 с не регламентована.

У разі одночасного впливу підвищеної напруги на декілька видів устаткування допустимим для електроустаткування загалом є значення, найнижче з нормованих для цих видів устаткування.

Допустимі короткочасні підвищення напруги частотою 50 Гц для обмежувачів перенапруг не повинні перевищувати значень, наведених у документації заводів-виробників.

Для запобігання підвищення напруги понад допустимі значення в інструкціях з експлуатації повинен бути вказаний порядок операцій з вмикання і вимикання кожної лінії електропередавання від 330 кВ до 750 кВ і ліній від 110 кВ до 220 кВ великої довжини. Для ліній від 330 кВ до 750 кВ і тих ліній від 110 кВ до 220 кВ, де можливе підвищення напруги понад 1,1 від найбільшої робочої, повинен бути передбачений релейний захист від підвищення напруги.

У схемах, у тому числі пускових, у яких під час планових вмикань лінії можливе підвищення напруги понад 1,1, а під час автоматичних вимкнень понад 1,4 від найбільшої робочої, рекомендовано передбачати автоматику, що обмежує до допустимих рівнів значення і тривалість підвищення напруги.

ГЛАВА 12.13 ОСВІТЛЕННЯ

12.13.1 Робоче, аварійне і евакуаційне освітлення в усіх приміщеннях, на робочих місцях і на відкритій території повинно відповідати вимогами ДБН В.2.5 – 28 та ПУЕ.

Світлове огороження димових труб, вентиляційних труб АЕС і інших висотних споруд повинно відповідати вимогам постанови Кабінету Міністрів України від 29.03.2002 № 401 «Про затвердження Положення про використання повітряного простору України», ПУЕ та Сертифікаційним вимогам до цивільних аеродромів України.

Світильники аварійного освітлення повинні відрізнятися від світильників робочого освітлення позначеннями або забарвленням.

12.13.2 У приміщеннях головного, центрального і блочного щитів управління електростанцій і підстанцій, а також на диспетчерських пунктах, світильники аварійного освітлення повинні забезпечувати на фасадах панелей основного щита освітленість не меншу ніж 30 лк. У кожному приміщенні одна-дві лампи повинні бути приєднані до шин постійного струму через запобіжники або автомати і увімкнені цілодобово.

12.13.3 Евакуаційне освітлення повинно забезпечувати в приміщеннях і проходах достатню освітленість для проходу і евакуації персоналу. Світильники евакуаційного освітлення мають умикатися з настанням сутінків при перебуванні в будівлі людей. Шляхи евакуації, що не мають природного освітлення, мають постійно освітлюватися електричним світлом.

Світлові показники «ВИХІД» мають бути у справному стані і бути постійно увімкненими.

12.13.4 Живлення робочого і аварійного освітлення в нормальному режимі повинно здійснюватися від різних незалежних джерел.

У випадках вимкнення джерел живлення на електростанціях, підстанціях і диспетчерських пунктах аварійне та евакуаційне освітлення повинні автоматично переключатися на живлення від акумуляторної батареї або іншого незалежного джерела живлення.

Приєднання до мереж аварійного та евакуаційного освітлення інших електроприймачів, які не належать до цих видів освітлення, заборонене.

Мережі аварійного та евакуаційного освітлення не повинні мати штепсельних розеток та вимикачів.

Живлення мереж освітлення за схемами, що відрізняються від проектних, заборонене.

12.13.5 Охоронне освітлення повинно перебувати нормально у вимкненому стані і вмикатися автоматично відповідно до спрацювання датчика руху (ділянки ПС) периметральної охоронної сигналізації.

Електроживлення мережі охоронного освітлення необхідно виконувати окремими лініями від мережі робочого освітлення.

12.13.6 Для захисту групових ліній, що живлять штепсельні розетки для переносних електричних приладів, потрібно передбачати пристрої захисного вимкнення.

Переносні світильники ремонтного освітлення повинні живитися від мережі напругою не вищою ніж 42 В, а у приміщеннях з підвищеною небезпекою та особливо небезпечних – від мережі напругою не вищою ніж 24 В. За наявності особливо небезпечних умов (коли небезпека ураження електричним струмом збільшується через тісноту, незручне положення, або дотикання до великих металевих поверхонь тощо) слід застосовувати переносні світильники на напругу не вищу ніж 12 В.

Вилки на напругу 12 – 42 В не повинні підходити до розеток мереж напругою 127 В і 220 В. Розетки повинні мати написи із зазначенням напруги.

Живлення мереж напругою до 42 В потрібно виконувати від розділових трансформаторів або автономних джерел живлення. Заборонено використовувати автотрансформатори для живлення мереж напругою 12 – 42 В.

12.13.7 Встановлювати у світильники мереж робочого та аварійного освітлення ламп, тип, потужність або колір випромінювання яких не відповідає проектній документації, а також використовувати в пожежонебезпечних зонах світильників з лампами розжарювання без захисного суцільного скла (ковпаків), а також з відбивачами і розсіювачами, виготовленими з горючих матеріалів, заборонено.

Експлуатувати світильники зі знятими розсіювачами, екрануючими та/або захисними ґратками заборонено.

12.13.8 Мережі внутрішнього, зовнішнього і охоронного освітлення енергооб'єктів повинні живитися окремими лініями.

Управління мережею зовнішнього робочого освітлення (крім мережі освітлення складу палива та віддалених об'єктів електростанцій, ДТ) і мережею охоронного освітлення повинно здійснюватись з приміщення головного або центрального щита управління.

12.13.9 Мережі освітлення повинні живитися від джерел (стабілізаторів, окремих трансформаторів тощо), які забезпечують можливість підтримання значень напруги в необхідних межах.

Напруга на лампах освітлення не повинна перевищувати номінальну.

Зниження напруги біля найвіддаленіших ламп розжарення мережі внутрішнього робочого освітлення і прожекторних установок не повинно перевищувати 5 % номінального значення, а біля найвіддаленіших ламп мережі зовнішнього і аварійного освітлення напругою 12 В – 42 В – 10 % (для люмінесцентних ламп – відповідно 7,5 %).

Межі зміни напруги у світлодіодних ламп не повинні перевищувати значень, встановлених виробником (як правило, 160 – 270 В).

12.13.10 У коридорах РУ з двома виходами і в прохідних тунелях освітлення повинно бути виконане з двостороннім управлінням.

12.13.11 Черговий і оперативно-виробничий персонал повинні бути укомплектовані схемами освітлювальних мереж, запасами плавких каліброваних вставок і ламп усіх типів, напруги і потужності освітлювальної мережі.

12.13.12 У щитах і збірках освітлювальної мережі всі вимикачі (рубильники, автомати) повинні мати позначення з назвою приєднання відповідно до схеми, а запобіжники – позначення струму плавкої вставки.

12.13.13 Черговий і оперативно-ремонтний персонал навіть за наявності аварійного освітлення повинен бути забезпечений переносними електричними ліхтарями.

12.13.14 Очищення світильників, заміну ламп і плавких вставок, огляд і ремонт освітлювальної мережі на електростанціях повинен, як правило, виконувати персонал електроцеху.

Очищення світильників і заміну перегорілих ламп на електростанціях може виконуватись навчений персонал технологічного цеху. З обов'язковим дотриманням заходів безпеки допускається використання мостового крану для обслуговування світильників.

Періодичність очищення світильників повинна бути встановлена згідно з ДБН В.2.5 – 28 з урахуванням місцевих умов (на АЕС – відповідно до розділу 7 Правил пожежної безпеки при експлуатації атомних станцій – через 1 місяць).

12.13.15 Перевірку освітленості, стану стаціонарного устаткування і електропроводки, випробування і вимірювання опору ізоляції під час уведення об'єкта в експлуатацію необхідно виконувати згідно з ПУЕ, а надалі – за графіком, який затверджує технічний керівник об'єкту.

В процесі експлуатації огляд і перевірку освітлювальної мережі, як правило, необхідно виконувати у такі терміни:

- перевірку дії автомату аварійного освітлення – не рідше ніж один раз на місяць у денний час;
- перевірку справності аварійного освітлення у разі вимкнення робочого освітлення - два рази на рік у денний час;
- вимірювання освітленості робочих місць – після зміни технологічного процесу або переобладнання;

– випробування ізоляції стаціонарних трансформаторів напругою 12 – 42 В – один раз на рік;

– випробування ізоляції переносних трансформаторів і світильників напругою 12 – 42 В – два рази на рік.

Виявлені під час перевірки і огляду дефекти повинні бути зафіксовані в журналі дефектів, форму якого затверджує технічний керівник об'єкту, і усунені в найкоротший термін.

ГЛАВА 12.14 ЕЛЕКТРОЛІЗНІ УСТАНОВКИ

12.14.1 Будова і експлуатація електролізних установок повинні відповідати вимогам чинних НД та вимогам виробників електролізних установок.

12.14.2 Періодичність і обсяги технічного обслуговування, ремонтів електролізних установок повинен затверджувати технічний керівник енергооб'єкта на основі вимог виробників.

Під час експлуатації електролізних установок необхідно контролювати:

- напругу і струм на електролізерах;
- тиск водню і кисню;
- рівні рідини в апаратах;
- різницю тисків між системами водню і кисню;
- температуру електроліту в циркуляційному контурі;
- температуру газів у пристроях осушування;
- чистоту водню і кисню в апаратах;
- вміст водню в приміщеннях електролізної установки;
- інші параметри відповідно до вимог виробників електролізних установок.

Нормальні і граничні значення контрольованих параметрів повинні бути встановлені на підставі інструкції виробника і проведених випробувань та бути чітко дотриманими в експлуатації.

12.14.3 Технологічні захисти електролізних установок повинні діяти на вимкнення перетворювальних агрегатів (двигунів-генераторів) у випадку таких відхилень від усталеного режиму:

- різниця тисків у регуляторах тиску водню і кисню більша ніж 200 кгс/м^2 (2,0 кПа);
- вміст водню в кисні більший ніж 2 %;
- вміст кисню у водні більший ніж 1 %;
- підвищення тиску у системах вище від номінального;
- виникнення міжполюсних коротких замикань;
- виникнення однополюсних коротких замикань на землю (для електролізерів з центральним відведенням газів);
- зникнення напруги на перетворювальних агрегатах (двигунах-генераторах) з боку змінного струму;
- у разі досягнення максимальної температури електроліту, вказаної виробником електролізної установки.

До чергового персоналу повинен надходити сигнал у випадку:

- автоматичного вимкнення електролізної установки;
- підвищення температури електроліту в циркуляційному контурі вище ніж 70°C ;
- підвищення вмісту водню у кисні більше ніж 1,2 %;
- підвищення вмісту кисню у водні більше ніж 0,4 %;
- збільшення вмісту водню в повітрі приміщень електролізерів і давачів газоаналізаторів до 1 %;
- відхилення інших параметрів відповідно до вимог виробників електролізних установок.

Після одержання сигналу черговий персонал повинен прибути на електролізну установку не пізніше, ніж через 15 хв.

Повторний пуск електролізної установки після її вимкнення технологічним захистом повинен бути здійснений черговим персоналом тільки після виявлення та усунення причини вимкнення.

12.14.4 Під час експлуатації електролізних установок повинна вестись експлуатаційна документація з контролю, технічного обслуговування, ремонтів, перевірок запобіжних клапанів, хімічного контролю.

12.14.5 Електролізну установку, що працює без постійного чергування персоналу, необхідно оглядати не рідше ніж один раз за зміну. Виявлені дефекти і несправності повинні бути зареєстровані в експлуатаційній документації і усунені в найкоротші терміни.

Під час огляду електролізної установки черговий персонал повинен перевіряти:

- відповідність показів диференційного манометра-рівнеміра рівням знесололеної води в регуляторах тиску працюючого електролізера;
- рівні знесололеної води в регуляторах тиску вимкненого електролізера;
- відкрите положення вентилів випуску водню і кисню в атмосферу з вимкненого електролізера;
- наявність води в гідрозаслонах;
- витрату газів у давачах газоаналізаторів (за ротаметрами);
- щільність вентилів на трубопроводі електроліту і трубопроводі подачі знесололеної води у вирівнювальні баки.

Черговий персонал повинен занести у добову відомість такі параметри:

- навантаження і напругу на електролізері;
- чистоту газів на виході з електролізера;
- температуру газів на виході з електролізера;
- покази диференційного манометра;
- тиск водню і кисню в системі і ресиверах;
- тиск інертного газу в ресиверах;
- інші параметри відповідно до вимог виробників електролізних установок.

12.14.6 Для перевірки справності автоматичних газоаналізаторів один раз на добу необхідно проводити хімічний аналіз вмісту кисню у водні і водню у кисні. У випадку несправності одного з автоматичних газоаналізаторів відповідний хімічний аналіз проводять кожні 2 год

12.14.7 На регуляторах тиску водню і кисню і на ресиверах запобіжні клапани повинні бути відрегульовані на тиск, рівний 1,15 від номінального. Запобіжні клапани на регуляторах тиску необхідно перевіряти не рідше ніж один раз на 6 місяців, а запобіжні клапани на ресиверах – не рідше ніж один раз на 2 роки. Запобіжні клапани необхідно випробовувати на стенді азотом або чистим повітрям без вмісту оливи

12.14.8 На трубопроводах подачі водню і кисню у ресивери, а також на трубопроводі подачі знесололеної води (конденсату) у живильні баки повинні бути встановлені газощільні зворотні клапани.

12.14.9 Для електролізу повинна бути застосована вода з вмістом заліза не більшим ніж 30 мкг/дм³, хлоридів не більшим ніж 20 мкг/дм³ і карбонатів не більшим ніж 70 мкг-екв/дм³.

Для приготування електроліту необхідно застосовувати гідрат окису калію (КОН) технічного вищого гатунку, який поставляють у вигляді лусок у поліетиленовій упаковці, або калієво-літієвий електроліт і знесолену воду.

12.14.10 Чистота водню, який виробляє електролізна установка, повинна бути не нижчою ніж 99 %, а кисню – не нижчою ніж 98 %.

Підвищення тиску газів в апаратах до номінального значення дозволено тільки після досягнення вказаної чистоти водню і кисню.

12.14.11 Температура електроліту в електролізері повинна бути не вищою 80° С, а різниця температур між найбільш гарячою і холодною комірками електролізера не вищою ніж 20° С.

12.14.12 Під час використання кисню для потреб електростанції, його тиск у ресиверах необхідно автоматично підтримувати нижчим від тиску водню в ресиверах на 0,1 МПа.

12.14.13 Перед увімкненням електролізера в роботу всі апарати і трубопроводи повинні бути продуті азотом. Чистота азоту для продування повинна бути не нижчою ніж 97,5 %. Продування вважається закінченим, якщо вміст азоту в газі, що видувається, досягає 97 %.

Продування апаратури електролізерів вуглекислим газом заборонене.

12.14.14 Підключення електролізера до ресиверів, що знаходяться під тиском водню, повинно бути здійснене у разі перевищення тиску в системі електролізера над тиском в ресиверах не менше, ніж на 0,5 кгс/см² (50 кПа).

12.14.15 Для витіснення повітря або водню з ресиверів повинен бути застосований вуглекислий газ або азот. Повітря необхідно витіснити вуглекислим газом доти, доки вміст вуглекислого газу у верхній частині ресиверів не досягне 85 %, а у разі витіснення водню – 95 %.

Витіснення повітря або водню азотом необхідно проводити доки вміст азоту в газі, який видувають, не досягне 97 %.

За необхідності внутрішнього огляду ресиверів, вони повинні попередньо бути продуті повітрям доти, доки вміст кисню в газі, що видувають, не досягне 20 %.

Азот або вуглекислий газ необхідно витіснити воднем з ресиверів доти, доки в їх нижній частині вміст водню не досягне 99 %.

12.14.16 У процесі експлуатації електролізної установки необхідно перевіряти:
– густину електроліту - не рідше ніж один раз на місяць;
– напругу на комірках електролізерів – не рідше ніж один раз на 6 місяців;
– дію технологічних захистів, попереджувальної та аварійної сигналізації і стан зворотних клапанів - не рідше ніж один раз на 3 місяці.

12.14.17 У разі роботи установки сорбційного осушування водню або кисню перемикання адсорберів-осушників необхідно виконувати за графіком.

У разі осушування водню методом охолодження температура водню на виході з випарника повинна бути не вищою ніж мінус 5° С.

Для відтанення випарник необхідно періодично за графіком вимикати.

12.14.18 У випадку вимкнення електролізної установки на термін до 1 год дозволено залишати апаратуру під номінальним тиском газу, у цьому разі сигналізація підвищення різниці тисків у регуляторах тиску кисню повинна бути увімкнена.

У разі вимкнення електролізної установки на термін до 4 год тиск газів в апаратах повинен бути знижений до 0,1 – 0,2 кгс/см² (10 – 20 кПа), а у разі вимкнення на термін більший ніж 4 год апарати і трубопроводи повинні бути продуті азотом. Продування необхідно виконувати також у всіх випадках виведення електролізера з роботи у разі виявлення несправності.

12.14.19 У разі роботи на електролізній установці одного електролізера і перебування іншого в резерві вентилі випуску водню і кисню в атмосферу на резервному електролізері повинні бути відкриті.

Обладнання та трубопроводи електролізної установки, ресивери та трубопроводи від ресиверів до машинного залу повинні складати по всій довжині безперервне електричне коло та приєднуватися до заземлювальних пристроїв. У межах приміщення електролізної установки апарати та трубопроводи необхідно заземлювати не менше ніж у двох місцях.

12.14.20 Промивання електролізерів, перевірку зусилля затягування їх ланок і ревізію арматури необхідно проводити один раз на 6 місяців.

Перевірку опору ізоляції стяжних болтів необхідно проводити один раз на 3 місяці, а перевірку опору ізоляції ізоляційних підставок один раз на 2 роки.

Поточний ремонт, що включає вищезгадані роботи, а також розбирання електролізерів із заміною прокладок, промивання й очищення діафрагм та електродів і заміну дефектних деталей необхідно виконувати один раз на 3 роки.

Капітальний ремонт електролізної установки із заміною азбестової тканини на діафрагмових рамах необхідно проводити один раз на 6 років.

У разі відсутності витікання електроліту з електролізерів і збереження нормальних параметрів технологічного режиму можливо продовжити термін роботи електролізної установки між поточними і капітальними ремонтами за рішенням технічного керівника енергооб'єкта після проведення комплексного випробування (опосвідчення).

При виконанні робіт на електролізній установці спеціально навчений персонал повинен бути забезпечений інвентарем, приладами, спеціальним одягом та використовувати засоби захисту у відповідності з діючими галузевими нормами.

12.14.21 Трубопроводи електролізної установки повинні бути пофарбовані згідно з ГОСТ 14202. Фарбування апаратів повинно бути виконане за кольором трубопроводів відповідного газу; фарбування ресиверів – світлою фарбою з кільцями за кольором трубопроводів відповідного газу.

ГЛАВА 12.15 ЕНЕРГЕТИЧНІ ОЛИВИ

12.15.1 Під час експлуатації оливнонаповненого устаткування повинно бути забезпечене виконання нормативних вимог до енергетичних олиव.

Відпрацьовані оливи підлягають збиранню, регенерації та повторному використанню, реалізації або утилізації у встановленому законодавством України порядку.

Для забезпечення необхідної якості енергетичної оливи в експлуатації необхідно проводити її контроль у встановленому обсязі і з необхідною періодичністю для кожної групи устаткування.

12.15.2 Усі енергетичні оливи (електроізоляційні, турбінні, компресорні, індустриальні тощо), які отримують на енергооб'єктах від постачальників, повинні мати сертифікати якості або паспорти і пройти лабораторний аналіз з метою визначення відповідності їх якості вимогам чинних НД і ТУ на оливи. Оливи, що не задовольняють вимоги відповідних чинних стандартів, застосовувати в устаткуванні забороняється.

12.15.3 Контроль показників якості олив проводять відповідно до вимог таких НД: ГОСТ 9972; СОУ-Н ЕЕ 43.101; РД 34.43.102; РД 34.43.106 та інших чинних НД, які регламентують технічні вимоги до приймання застосування та експлуатації трансформаторних та турбінних олив.

Методи визначення якості оливи регламентуються державними стандартами та стандартами організацій України.

Крім цього, необхідно брати до уваги вказівки виробників устаткування, якщо їхні вимоги більш жорсткі щодо показників якості оливи або терміну її перевірки.

Обсяг перевірки трансформаторної оливи визначається видом і класом напруги устаткування.

12.15.4 Оливне господарство електричних станцій повинно перебувати у підпорядкуванні виробничого підрозділу, який визначений наказом керівника енергооб'єкту.

Трансформаторна олива електричних станцій стосовно експлуатації повинна бути у віданні електричного цеху станції, електричних мереж – у віданні служби діагностики, ізоляції, захисту від перенапруг чи іншого виробничого підрозділу, визначеного наказом керівника електромереж; господарство турбінної оливи електростанцій – у віданні турбінного (котлотурбінного) цеху.

12.15.5 Для зберігання олив створюють відкритий склад, обладнаний баками (резервуарами). Оливи різних марок необхідно зберігати окремо.

Резервуари повинні бути оснащені повітроосушувальними фільтрами, показниками рівня оливи, пробоспускними кранами на зливних патрубках. Внутрішня поверхня резервуарів для оливи повинна мати оливобензостійке антикорозійне покриття згідно з ДСТУ 4454:2005.

12.15.6 Під час придбання енергетичних олив повинні бути дотримані такі етапи:

- замовлення оливи з потрібними характеристиками;
- ідентифікація замовленої оливи перед її постачанням;
- приймання оливи, що надійшла;
- переведення (за необхідності) оливи у стадію зберігання. Процедура ідентифікації оливи перед постачанням полягає у проведенні експертизи її технічної документації і надання зразку оливи для дослідження у лабораторії замовника. Під час надходження оливи необхідно відібрати контрольні зразки (проби) оливи з цистерн для визначення відповідності її характеристик вимогам НД.

12.15.7 Трансформаторна олива, що надійшла, повинна пройти лабораторні випробування. У випадку постачання в залізничних і автотранспортних цистернах оливу з кожної цистерни перед її зливанням необхідно випробувати з визначенням характеристик в обсязі, передбаченому СОУ-Н ЕЕ 43.101.

Олива, призначена для заливання в електроустаткування напругою 110 кВ і вище, а також у трансформатори власних потреб без урахування класу напруги повинна бути перевірена також на тангенс кута діелектричних втрат за температури 90°C і стабільність проти окислення. Випробування на стабільність дозволено проводити після зливання оливи в ємність для зберігання.

12.15.8 Після лабораторних випробувань оливу необхідно злити в ємності оливогосподарства і перевести її на зберігання або провести обробку для заливання в електроустаткування.

12.15.9 Трансформаторну оливу, що перебуває на зберіганні, необхідно перевіряти з такою періодичністю:

- через 3 доби після зливання в ємності для постійного зберігання в обсязі 2.15.7;

- один раз на рік – щодо напруги діелектричного пробою;
- не рідше ніж один раз на 3 роки - в обсязі 12.15.7.

У випадку погіршення результатів перевірки порівняно з початковими понад 10 % необхідно вживати заходів для запобігання подальшого погіршення характеристик оливи.

12.15.10 За значеннями показників якості трансформаторні оливи поділяють на свіжі сухі (до заливання в електроустаткування), експлуатаційні і регенеровані (після використання в електроустаткуванні).

Оливи, що не відповідають вимогам ГОСТ, ТУ або СОУ-Н ЕЕ 43.101 за показниками випробувань, не дозволено заливати в електроустаткування.

12.15.11 Марка свіжої трансформаторної оливи повинна вибиратися в залежності від типу і класу напруги устаткування.

За необхідності допускається змішування свіжих олив, що мають однакові або близькі сфери застосування відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 43.101. Суміш олив, призначених для різних класів напруги, повинна застосовуватися тільки в устаткуванні нижчого класу напруги.

Електроустаткування після капітального ремонту повинно бути залите трансформаторною оливою, що задовольняє норми СОУ-Н ЕЕ 43.101.

За необхідності в силові трансформатори напругою до 500 кВ включно допускається заливати експлуатаційну оливу з кислотним числом не більшим ніж 0,05 мг КОН на 1 г оливи, яка відповідає нормам на експлуатаційну оливу за вмістом водорозчинних кислот розчиненого шламу, механічних домішок і яка має пробивну напругу на 10 кВ вищу, ніж експлуатаційна норма і тангенс кута діелектричних втрат при 90° С не більший ніж 2,6 % і містить антиокисну присадку іонол в обсязі не меншому ніж 0,2 %.

12.15.12 У процесі експлуатації сорбенти в термосифонних і адсорбційних фільтрах трансформаторів потужністю понад 630 кВА необхідно замінювати, коли кислотне число перевищує 0,1 мг КОН на 1 г оливи або за наявності водорозчинних кислот понад 0,014 мг КОН на 1 г оливи, а також у випадку погіршення характеристик ізоляції.

Заміна сорбента в трансформаторах потужністю до 630 кВА включно повинна бути проведена у випадку незадовільних характеристик ізоляції.

Вміст вологи в сорбенті перед завантаженням у фільтри повинен бути не більшим ніж 0,5 % його маси.

12.15.13 Контроль якості енергетичних олив на енергооб'єктах і складання графіків контролю повинна виконувати хімічна лабораторія (хімічний цех) або відповідні підрозділи.

Обсяг і періодичність контролю трансформаторної оливи проводять відповідно до графіка, складеного на підставі НД, вимог заводів-виробників устаткування, інструкцій з експлуатації, результатів попередніх перевірок.

12.15.14 На вимогу електроцеху (відповідної служби або підрозділу в електричних мережах) можуть бути проведені додаткові (позапланові) перевірки трансформаторної оливи.

Дані показників якості оливи, залитої в електроустаткування, а також олив, що зберігаються на складі, повинні бути записані в журнал (картотеку), в який також вносять:

- дату відбирання проби оливи;
- дату проведення контролю якості оливи;
- вид устаткування і його станційне (оперативне) позначення;
- номер цистерни або ємності зберігання на складі;
- марку оливи, причину відбирання;
- відомості про застосування присадок;
- кількість та якість залитої оливи;
- висновок про відповідність показників оливи вимогам НД.

Структурному підрозділу повинен бути наданий протокол перевірки, який підписує начальник хімцеху або відповідальний за проведення контролю якості оливи та виконавець.

12.15.15 На складі повинен зберігатися незнижуваний запас трансформаторної оливи, який на кожному об'єкті встановлюють залежно від місцевих умов, але не менший від об'єму одного наймісткішого трифазного оливного вимикача і запас на доливання не менший ніж 1 % всієї оливи, залитої в електроустаткування. На електростанціях, що мають тільки повітряні або маломісткі оливні вимикачі, – не менший від 10 % об'єму оливи, залитої в трансформатор найбільшої ємності.

В електричних мережах незнижуваний запас трансформаторної оливи повинен становити не менше ніж 2 % об'єму оливи, залитої в устаткування.

Дозволяється не зберігати запас трансформаторної олії на об'єктах, де обслуговування оливонаповненого обладнання виконують спеціалізовані організації згідно договору.

12.15.16 До зливу з цистерн турбінні оливи повинні підлягати лабораторному випробуванню на:

- кислотне число;
- температуру спалаху у відкритому тиглі;
- кінематичну в'язкість;
- реакцію водяної витяжки рН і масовий вміст водорозчинних кислот;
- вміст механічних забруднень/клас промислової чистоти;
- вміст води;
- час деемульсації;
- схильність до піноутворення.

Для олів Т-22 і Т-30, що не містять присадок, необхідно додатково визначати натрову пробу.

Турбінна олива, злита з цистерни в порожній, чистий та сухий резервуар, повинна бути перевірена на стабільність щодо окиснення та антикорозійні властивості.

В окремих випадках за рішенням технічного керівника підприємства злив оливи проводять після отримання задовільних даних на стабільність щодо окиснення та антикорозійні властивості.

Злита з цистерн олива повинна бути приведена в стан, придатний для заливання в устаткування.

12.15.17 Експлуатаційна турбінна олива в парових турбінах, живильних електро- і турбопомпах повинна задовольняти такі норми:

а) нафтова:

- кислотне число – не більше ніж 0,3 мг КОН на 1 г оливи;
- вода, шлам, механічні домішки повинні бути відсутні (визначають візуально); наявність води, крім цього, визначають за характерним потріскуванням під час нагрівання;
- розчинений шлам повинен бути відсутній (визначають у випадку кислотного числа оливи 0,1 мг КОН на 1 г оливи і вище);
- термоокислювальна стабільність за ГОСТ 981 «Масла нефтяные. Метод определения стабильности против окисления» для оливи Тп-22С (кислотне число – не перевищує 0,6 КОН на 1 г оливи; масова частка осаду – не перевищує 0,15%);
- час деемульсації – не більше 600 с.

За неможливості відновлення експлуатаційної якості оливи в умовах електростанції або її виробника олива підлягає заміні.

Умови окиснення оливи: температура випробування $(120 \pm 0,5)^\circ \text{C}$, тривалість – 14 год; швидкість подавання кисню – $200 \text{ см}^3/\text{хв}$

Термоокислювальну стабільність оливи визначають один раз на рік перед настанням осінньо-зимового максимуму для олів або їх сумішей з кислотним числом 0,1 мг КОН на 1 г оливи і більше. Для оливи з оливосистем живильних електро- і турбопомп цей показник не визначають;

б) вогнестійка синтетична:

- масовий вміст води – відсутність (не перевищує 0,03%);

- вміст водорозчинних кислот - не перевищує 0,4 мг КОН на 1 г оливи;
- масова частка механічних домішок – не перевищує 0,01 %;
- зміна в'язкості – не перевищує 10 % вихідного значення для товарної оливи;
- зміна температури спалаху у відкритому тиглі не перевищує 10 % вихідного значення для товарної оливи;
- час деаерації не перевищує 540 с;
- вміст розчиненого шламу (за методикою ВТІ) – зміна оптичної густини не менша ніж 25 % (визначають у випадку кислотного числа оливи 0,7 мг КОН на 1 г оливи і вище);
- антикорозійні властивості – витримує;
- кислотне число для системи регулювання - не перевищує 1,0 мг КОН/г оливи;
- кислотне число для системи змащування - не перевищує 2,0 мг КОН/г оливи.

12.15.18 Експлуатацію турбінних олив необхідно здійснювати відповідно до вимог інструкцій, розроблених на підставі РД 34.43.102 і РД 34.43.106 і СОУ БЕА. 100.1/01.

Вогнестійкі турбінні оливи, які досягли граничної експлуатаційної норми щодо кислотного числа, повинні бути відправлені на завод-виробник для відновлення якості.

12.15.19 Експлуатаційна олива Тп-30 у гідротурбінах повинна задовольняти такі вимоги:

- кислотне число – не перевищує 0,6 мг КОН на 1 г оливи;
- вода, шлам, механічні домішки повинні бути відсутні (визначають візуально); наявність води, крім цього, визначають за характерним потріскуванням під час нагрівання);
- масова частка розчиненого шламу – не перевищує 0,01 %.

12.15.20 У процесі зберігання й експлуатації турбінну оливу слід періодично брати на візуальний контроль і скорочений аналіз. В обсяг скороченого аналізу нафтової оливи входить визначення кислотного числа, наявності механічних домішок, шламу і води; вогнестійкої оливи – визначення кислотного числа, вмісту водорозчинних кислот, наявності води, кількісного вмісту механічних домішок експрес-методом.

Візуальний контроль оливи полягає в перевірці її за зовнішнім виглядом на вміст шламу, механічних домішок і води для прийняття рішення про необхідність її очищення. Виявлення води під час візуального контролю можливе лише у разі великого її вмісту; наявність води можна визначити за характерним потріскуванням під час нагрівання.

12.15.21 Періодичність проведення скороченого аналізу турбінної оливи така:
– оливи Тп-22С – не пізніше ніж за 1 місяць після заливання в оливні системи і потім в процесі експлуатації не рідше ніж один раз на 3 місяці у випадку кислотного числа до 0,1 мг КОН на 1 г оливи включно і не рідше ніж один раз на 2 місяці, коли кислотне число перевищує 0,1 мг КОН на 1 г оливи;

– вогнестійкої оливи - не пізніше ніж за тиждень після початку експлуатації і далі – не рідше ніж один раз на 2 місяці у випадку кислотного числа, яке не перевищує 0,5 мг КОН на 1 г оливи і не рідше ніж один раз на 3 тижні, коли кислотне число перевищує 0,5 мг КОН на 1 г оливи;

– турбінної оливи, залитої в систему змащення синхронних компенсаторів, - не рідше ніж один раз на 6 місяців;

– оливи Тп-30, яку застосовують в гідротурбінах, – не пізніше ніж за місяць після заливання в оливну систему і потім не рідше ніж один раз на рік за повної прозорості оливи і масової частки розчиненого шламу не більше ніж 0,005 %; за масової частки розчиненого шламу більш ніж 0,005% – не рідше ніж один раз на 6 місяців. У випадку помутніння оливи повинен бути проведений позачерговий скорочений аналіз.

У разі виявлення в оливі шламу або механічних домішок під час візуального контролю повинен бути проведений позачерговий скорочений аналіз.

Нафтова турбінна олива, що знаходиться в резерві, повинна проходити скорочений аналіз не рідше ніж один раз на 3 роки і перед заливанням в устаткування, а вогнестійка олива – не рідше ніж один раз на рік і перед заливанням в устаткування.

12.15.22 Візуальний контроль оливи, що використовують в парових турбінах і турбопомпах, необхідно проводити один раз на добу.

Візуальний контроль оливи, що застосовується в гідротурбінах, на ГЕС з постійним чергуванням персоналу, повинен проводитися один раз на тиждень, а на автоматизованих ГЕС під час кожного чергового огляду устаткування, але не рідше ніж один раз на місяць.

2.15.23 На електростанціях повинен зберігатися постійний запас нафтової турбінної оливи в кількості, рівній (або більшій) від місткості оливної системи найбільшого агрегату, і запас на доливання не менший ніж 45-денна потреба; в організаціях, що експлуатують електричні мережі, постійний запас оливи повинен бути рівний (або більший) від місткості оливної системи одного синхронного компенсатора і запас на доливання не менший від 45-денної потреби. Постійний запас вогнестійкої турбінної оливи повинен бути не менший від ємності одного баку системи регулювання та річного об'єму на доливання в систему змащування, але не більше ніж 15 % від об'єму останньої.

Щорічні доливання вогнестійкої оливи залежно від об'єму систем не повинні перевищувати:

- у систему регулювання 7 %;
- у систему змащування 12 %.

Щорічні доливання нафтового турбінного масла регламентуються СОУ-Н МПЕ 40.1.10.551.

12.15.24 Одержувані індустріальні оливи і пластичні мастила повинні проходити візуальний контроль з метою виявлення механічних домішок і води. Індустріальна олива, крім того, повинна бути додатково випробувана на в'язкість для контролю на відповідність цього показника державним стандартам або технічним умовам.

12.15.25 Для допоміжного устаткування і механізмів на електростанціях і енергопідприємствах, що експлуатують електричні мережі, повинні бути встановлені норми витрати, періодичність контролю якості та заміни мастильних матеріалів. Марка використовуваного мастильного матеріалу повинна відповідати вимогам інструкцій заводу-виробника до асортименту мастил, допущених до застосування на даному устаткуванні. Можливість заміни мастильних матеріалів повинна бути узгоджена з підприємством-виробником устаткування.

У системах змащування допоміжного устаткування з вимушеною циркуляцією олива повинна проходити візуальний контроль на вміст механічних домішок, шламу і води не рідше ніж один раз на місяць.

У разі виявлення забруднення олива повинна бути очищена або замінена.

На кожній електростанції й на кожному енергопідприємстві, які експлуатують електричні мережі, повинен зберігатися постійний запас мастильних матеріалів для допоміжного устаткування не менший від 45-денної потреби.

12.15.26 подача трансформаторної і турбінної олив до устаткування і відведення з нього повинні здійснюватися окремими оливопроводами, а за їх відсутності – з застосуванням цистерн або металевих бочок.

Для трансформаторних олив можуть бути використані розбірні оливопроводи, попередньо очищені пропусканням гарячої оливи.

Стаціонарні оливопроводи, як правило, повинні бути заповнені оливою.

12.15.27 Під час експлуатації олив необхідно дотримуватися заходів пожежо-безпеки, які запобігають виникненню і розвитку пожежі й забезпечують успішне гасіння у випадку її виникнення.

12.15.28 Використання нових олив дозволяється за технічними рішеннями енергогенеруючих і енергопостачаючих компаній, оформленими у встановленому порядку. Під час підготовки технічного рішення необхідно звертатися за погодженням застосування оливи до виробників обладнання.

12.15.29 Можливість змішування та сумісність олив перевіряється лабораторними випробуваннями згідно відповідної методики, яку розроблює і вводить в дію як нормативний документ електроенергогетичне підприємство.

ГЛАВА 12.16 СИСТЕМИ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ І ПІДСТАНЦІЙ

12.16.1 Системи власних потреб (СВП) мають забезпечувати безперебійне електричне живлення механізмів, систем захисту, керування, сигналізації, оперативного струму, пожежогасіння, освітлення та інших потрібних функцій. Параметри електроенергії СВП в нормальних і ремонтних режимах повинні відповідати нормам якості згідно з ГОСТ 13109.

12.16.2 Схеми власних потреб (ВП) змінного і постійного струму енергооб'єктів, в т.ч. і пускових комплексів, з огляду на їх безпеку для персонала і надійність, повинні відповідати вимогам норм технологічного проектування та глав 4.1, 4.2 і 4.4 ПУЕ:2017, зокрема мати:

- секціонування шин;
- автоматичне введення резервного живлення (АВР) будь-якої секції шин ВП усіх напруг;
- розподілу джерел живлення ВП по системах і секціях шин з урахуванням дії АВР і збереження в роботі механізмів ВП у разі зникнення (глибокого провалу) напруги на секції. Джерела робочого і резервного живлення повинні бути приєднані до різних секцій шин живлячої РУ;
- роздільне прокладання (по різних трасах, або різним бокам кабельних споруд – з забезпеченням протипожежних вимог) силових і контрольних кабелів, що взаємно резервують електроживлення і керування відповідальних електроприймачів, які забезпечують вимкнення основного устаткування в аварійних ситуаціях;
- забезпечення надійного живлення механізмів ВП у разі несинхронної роботи шин (їх частин) електростанції.

Схеми і пристрої РЗА СВП мають забезпечувати збереження працездатності при повному або частковому відокремленні живлення механізмів та інших струмоприймачів ВП електростанції від ЕЕС у разі відхилення частоти та/або напруги до значень, визначених як небезпечні для безперебійної роботи ВП і основного устаткування, з найменшою втратою робочої потужності електростанції.

12.16.3 Приєднання сторонніх споживачів (електроприймачів) до шин РУ ВП електростанцій та підстанцій, як правило, забороняється. Винятки мають бути обґрунтовані проектним рішенням.

12.16.4 Джерела і схеми оперативного струму СВП повинні вибиратися згідно з нормами технологічного проектування, ПУЕ та вимогами виробників основного устаткування і обладнання СВП.

Джерела і схеми змінного та випрямленого оперативного струму підстанцій напругою до 150 кВ включно мають забезпечувати, як мінімум, одноразове вимкнення короткого замикання у будь-якому елементі підстанції чи прилеглої мережі.

Основними джерелами оперативного струму АЕС, ТЕС, ГЕС (ГАЕС), підстанцій напругою 220 кВ і вище мають бути акумуляторні батареї.

Джерела і схеми оперативного струму ВЕС і СЕС визначаються проектом на підставі вимог виробника основного устаткування.

Всхема оперативного змінного струму технологічних захистів і АСК технологічних процесів електростанцій і підстанцій 330 кВ і вище необхідно установлювати агрегати безперебійного живлення (АБЖ) з безінерційним перемиканням.

12.16.5 Кільцеве живлення електроприймачів оперативного струму в нормальному режимі слід тримати розімкнутим.

12.16.6 Схеми живлення аварійних оливних pomp змащування і ущільнення турбоагрегатів мають забезпечувати безаварійне зупинення в умовах повного зникнення змінного струму. При цьому робота аварійних оливних pomp не повинна припинятися при відновленні тиску оливи.

12.16.7 У випадках короточасної перерви електроживлення ВП електростанцій (на час автоматичного вимкнення КЗ, роботи АВР, тощо) має бути забезпечений груповий самозапуск електродвигунів (у тому числі синхронних та електродвигунів з регульованою частотою обертання) відповідального тепло- та гідромеханічного устаткування у разі уповторної подачі напруги від робочого або резервного джерела живлення зі збереженням стійкості технологічного режиму основного устаткування.

Сумарна тривалість перерви живлення, обумовлена витримками часу технологічних і електричних захистів і автоматик та роботою комутаційних апаратів, повинна бути мінімально можливою, але не більше 2,5 с. Допустима тривалість перерви в електроживленні ГЦП на АЕС визначена умовами захисту ЯР.

Якщо така тривалість перерви живлення не дозволяє здійснити успішний груповий самозапуск, або не забезпечується самозапуск окремих електродвигунів (наприклад, синхронних), що унеможлиблює стійкість основної технології, слід застосовувати спеціальні заходи: швидкодійні комутаційні апарати, швидкодійні мікропроцесорні АВР (ШАВР) з пуском за відхиленням параметрів характерних процесів (електричний кут між векторами напруги різних секцій ВП, зменшення та швидкість зменшення частоти напруги на робочій секції ВП чи обертів електродвигуна, тиск чи продуктивність механізму, тощо).

Для полегшення самозапуску відповідальних механізмів, як правило, має бути передбачений груповий захист мінімальної напруги. Переліки відповідальних механізмів, які беруть участь у самозапуску, та невідповідальних механізмів, електродвигуни яких вимикаються груповими захистами мінімальної напруги, складаються на підставі проектних розрахунків і аналізу спеціалістами відповідних технологічних цехів і затверджуються технічним керівником електростанції.

Достатність заходів із забезпечення самозапуску повинна бути перевірена експериментально. Умови проведення і кількість дослідів з перевірки самозапуску вибираються з урахуванням проектних розрахунків та за досвідом експлуатації на електростанціях з аналогічним складом устаткування.

12.16.8 На електростанціях схеми керування комутаційними апаратами, в т.ч. контакторами і магнітними пускачами, в колах відповідальних електроприймачів ВП повинні забезпечувати їх керованість, або у визначених випадках, автоматичне повторне увімкнення при відновленні напруги після його короточасного (під час розрахункового перехідного процесу) зниження (провалу) напруги.

Установка запобіжників в СВП електростанцій допускається в колах живлення змінним струмом тільки невідповідальних електроприймачів (пости зварювання, електродвигунів, не пов'язаних з основним технологічним процесом, майстерень, та подібн.).

12.16.9 Апарати захисту в колах СВП не повинні реагувати на нормальні пускові режими та мають забезпечувати чутливість та селективність відповідно до вимог ПУЕ.

12.16.10 Запобіжники в колах живлення змінним і постійним струмом повинні оснащуватися стандартними каліброваними плавкими вставками. Застосування саморобних плавких вставок забороняється.

12.16.11 Працездатність АВР та резервного устаткування СВП, включно з дже-релами і пристроями гарантованого резервного електроживлення (акумуляторні установки, дизельні та інші мотор-генератори, пристрої АБЖ, тощо), повинна регулярно перевірятися за затвердженими планами і програмами, з урахуванням інструкцій виробників обладнання СВП.

12.16.12 Технічне обслуговування і ремонти обладнання СВП, як правило, виконується разом з основним устаткуванням енергооб'єкта. При виведенні в ремонт СВП без вимкнення основного устаткування має бути забезпечено повноцінне електроживлення основного технологічного процесу, а у разі погіршення надійності електроживлення на час ремонту СВП повинні бути розроблені ремонтні режими (схеми) з попередньо опрацьованими заходами на випадок технологічних порушень.

12.16.13 Технічне обслуговування щитів та збірок (шаф) постійного і змінного струму та комутаційних апаратів СВП необхідно провадити один раз у 6 – 8 років, включаючи ревізію контактних з'єднань, перевірку перерізу з'єднувальних перемичок і збірних шин, перевірку розчіплювачів автоматичних вимикачів і працездатності контакторів і магнітних пускачів, випробування підвищеною напругою промислової частоти (або випрямленою напругою 2,5 кВ в дозволених для цього колах).

Технічне обслуговування пристроїв РЗА СВП провадиться згідно з 12.9.

12.16.14 Періодичність і обсяг робіт з технічного обслуговування і ремонту СВП визначається на підставі вимог НТД, інструкцій виробників устаткування та досвіду експлуатації і затверджуються технічним керівником енергооб'єкту.

ДОДАТОК А
(довідковий)

**ПАРКОВІ І РОЗРАХУНКОВІ РЕСУРСИ ОСНОВНИХ ЕЛЕМЕНТІВ УСТАТКУВАННЯ
ТА КРИТЕРІЇ МІКРОПОШКОДЖЕНОСТІ ЗГИНІВ ПАРОПРОВОДІВ**

А.1 Паркові (для низькотемпературних елементів – розрахункові) ресурси основних елементів устаткування визначаються на підставі розрахунків, результатів контролю і узагальнення досвіду експлуатації.

Паркові (розрахункові) ресурси визначають мінімальну тривалість надійної експлуатації. Переважно тривалість надійної експлуатації значно перевищує парковий (розрахунковий) ресурс.

Існуючі методи визначення паркових (розрахункових) ресурсів не враховують усіх факторів, що впливають на надійність тривалої експлуатації. Тому під час експлуатації в межах паркового (розрахункового) ресурсу обов'язкове дотримання усіх вимог НТД з експлуатаційного контролю.

Надійність визначення паркового (розрахункового) ресурсу значною мірою залежить від правильності завдання факторів впливу (найбільш важливі з них товщина стінки деталей, навантажених внутрішнім тиском і робоча температура для високотемпературних деталей).

Для високотемпературних циліндричних деталей і згинів паропроводів, де парковий ресурс, переважно, визначається співвідношенням напружень від внутрішнього тиску і тривалої міцності, розрахункова величина його в більшості випадків задовільно співпадає з досвідом експлуатації. Для низькотемпературних деталей розрахунковий ресурс і термін служби залежать від декількох факторів (тривалість експлуатації, циклічне навантаження, водно-хімічний режим, ерозійне зношення). У ряді проектів, де обумовлені тільки розрахунковий ресурс або допустима кількість циклів, ці відомості мають орієнтовний характер і повинні уточнюватися на підставі експлуатаційного контролю і технічного діагностування.

А.2 Парковий ресурс деталей котлів приймається:

а) для барабанів однобарабаних і двобарабаних котлів відповідно до таблиці 1 СОУ 40.1-21677681-02.

Розроблення програм обстеження і визначення допустимого терміну продовження експлуатації до наступного контролю барабанів, які мають значну кількість пошкоджень і ремонтних заварок, рекомендується проводити із залученням спеціалізованих організацій;

б) для колекторів, які відповідають нормам розрахунку на міцність (за ОСТ 108.031.08, ОСТ 108.031.09, ОСТ 108.031.10) – згідно з таблицею А. 1.

Таблиця А.1

Марка сталі колектора	Фактична температура пари в колекторі, °С	Парковий ресурс колектора, тис. год
12МХ	510	300
12МХ	511 – 530	250
12ХМ	530	300
12Х1МФ	545	200
12Х1МФ	вище ніж 545	150
15Х1М1Ф	545	200
15Х1М1Ф	вище ніж 545	150

в) для внутрішньокотельних паропроводів перегрітої пари згідно з А.3 з урахуванням можливого підвищення температури понад середню для окремих паралельно включених перепускних труб за рахунок розвірки;

г) для необігріваних труб з робочою температурою менше ніж 400°С – згідно з СОУ-Н ЕЕ 17.406.

А.3 Парковий ресурс $[\tau]$ високотемпературних (які працюють в умовах повзучості) паропроводів приймається:

а) для деталей паропроводів з легованих сталей з робочою температурою 500°C і вище згідно з СОУ-Н МПЕ 40.1.17.401.

У разі визначення індивідуального ресурсу згинів товщина стінки S приймається за мінімальною фактичною товщиною розтягнутої зони згину за замірами ультразвуковим товщиноміром. Округлення результатів вимірювань товщини стінки розтягнутої зони до цілих значень міліметра допускається тільки в сторону зменшення товщини.

При кількості циклів «пуск-зупин» понад 1000 – результати визначення (розрахунку) $[\tau]$ застосовуються для кількості циклів не більше від допустимої, обумовленої згідно з ОСТ 108.031.09 (додаток 3) і розрахунку компенсаційних напружень згідно з РТМ 24.038.08 зі зміною 1.

Допустимість збільшення індивідуального ресурсу понад наведений в СОУ-Н МПЕ 40.1.17.401 (додаток Б) парковий ресурс для конкретних типорозмірів труб і параметрів середовища або застосування наведеного у цьому додатку паркового ресурсу для деталей з меншою фактичною товщиною стінки або вищими параметрами середовища, повинні бути узгоджені з проектувальником цих трубопроводів на підставі позитивного висновку спеціалізованої організації, яка має дозвіл на виконання технічного діагностування.

Парковий ресурс литих фасонних деталей паропроводів і корпусів арматури визначається за твердістю металу, яка повинна залишатися в допустимих межах згідно з НТД, і за результатами контролю суцільності.

Парковий ресурс стикових зварних з'єднань прирівнюється до ресурсу зварених труб.

Парковий ресурс зварних з'єднань деталей з різною товщиною стінки приймається за величиною найменшого паркового ресурсу з цих деталей з урахуванням досвіду експлуатації;

б) для деталей паропроводів з легової сталі з робочою температурою від 450 до 500°C і з вуглецевої сталі з робочою температурою від 450 до 500°C $[\tau]$ визначається розрахунком на підставі розділу 3 ОСТ 108.031.09.

Для прямих безшовних труб напруження від внутрішнього тиску залежно від мінімальної фактичної товщини S_{ϕ} визначаються за формулою:

$$\sigma = \frac{P}{2} \left(\frac{D_a}{S_{\phi} - c_2} \right) - 1 \quad (\text{A.1})$$

Позначення і одиниці вимірювання величин, які входять у формулу, приймаються згідно з ОСТ 108.031.09 (розділ 1), робочий тиск P в кгс/мм². Додача c_2 приймається відповідно до ОСТ 108.03 1.08 (розділ 6).

Розрахунковий ресурс (τ_p) приймається з таблиць А.2 (для сталі 20, 20К, 12МХ) і А.3 (для сталі 12Х1МФ, 15Х1М1Ф) або на підставі даних ОСТ 108.031.08 (розділ 5) за умови, що $[\sigma] = \sigma$. У цьому випадку парковий ресурс $[\tau] = 0,75\tau_p$.

Для розтягнутих зон згинів з мінімальною товщиною S_{ϕ} напруження від внутрішнього тиску визначаються за формулою:

$$\sigma_1 = \frac{P}{2} \left(\frac{D_a K_1 Y_1}{S_{\phi} - c_2} \right) - 1 \quad (\text{A.2})$$

де: – коефіцієнт форми $Y_1 = 1$ при $\frac{S_{\phi} - c_2}{D_a K_1} \geq 0,012\alpha_0$ (α_0 – початкова овальність згину, %). У разі відсутності відомостей щодо α_0 вона приймається максимальною, відповідно до нормалей на виготовлення);

– K_1 (торговий коефіцієнт) визначається згідно з 3.2 ОСТ 108.031.09.

Для згинів тонкостінних труб, при $\frac{S_{\phi} - c_2}{D_{\alpha} K_1} \geq 0,012\alpha_0$ і $Y_1 = 1$, розрахунок

$S_{R1} = S_{\phi} - c_2$ виконується згідно з 3.2 ОСТ 108.031.09 методом послідовних наближень, задаючись різними $[\tau]$ до збігу заданих і розрахункових S_{R1} .

Для розрахунку за формою (А.2) парковий ресурс $[\tau]$ приймається згідно з таблицями А.2, А.3 або розділом 5 ОСТ 108.031.08 за умов:

- $[\sigma] = 1,2 \sigma_1$ для легованих сталей з робочою температурою не більше 500 °С;
- $[\sigma] = \sigma_1$ для вуглецевої сталі;
- $[\tau] = \tau_p$.

Для розрахунку методом послідовних наближень допустимі напруження приймаються згідно з таблицями А.2, А.3 або на підставі ОСТ 108.031.08 (розділ 5) з понижуючим коефіцієнтом 0,83 для легованих і коефіцієнтом 1,0 для вуглецевої сталі.

Не вказані позначення і розмірності приймаються згідно з ОСТ 108.031.09 (розділи 1, 3), робочий тиск Р в кгс/мм². Додача c_2 приймається згідно з ОСТ 108.031.08 (розділ 6).

Таблиця А.2 – Номінальні допустимі напруження $[\sigma]$ для вуглецевої і хромомолібденової сталі (кгс/мм²)

Робоча температура, °С	Марка сталі									
	20; 20 К			20	12МХ					
	Розрахунковий ресурс, год									
	10 ⁵	1,5·10 ⁵	2·10 ⁵	3·10 ⁵	4·10 ⁵	10 ⁵	1,5·10 ⁵	2·10 ⁵	3·10 ⁵	4·10 ⁵
400	9,2	8,35	7,8	7,1	6,2					
420	7,9	6,9	6,3	5,6	5,1					
440	6,6	5,6	5,0	4,4	3,9					
450	5,9	5,1	4,6	3,9	3,5					
460	–		–			12,3	12,3	12,3	12,3	12,3
480	–		–			12,0	11,1	10,2	9,0	8,5
500	–		–			9,5	8,4	7,7	7,8	6,3
510	–		–			7,8	6,7	6,0	5,3	4,8
520	–		–			6,6	5,5	4,9	4,3	3,7
530	–		–			5,4	4,5	4,0	3,5	3,1

Примітка 1. Допустимі напруження для інших марок сталі наведені в розділі 5 ОСТ 108.031.08.

Примітка 2. Для проміжних значень розрахункового ресурсу величини допустимих напружень визначаються лінійною інтерполяцією з округленням у меншу сторону до одного знаку після коми.

А.4 Для трубопроводів з легованих сталей з робочою температурою до 450° С і з вуглецевої сталі – до 400° С розрахунковий ресурс приймається:

а) у разі напрацювання понад 1000 циклів «пуск – зупин» за весь термін експлуатації або у випадках виявлення пошкоджень стикових зварних з'єднань – за результатами розрахунку допустимої кількості пусків з холодного стану згідно з РТМ 24.038.08 (у разі відсутності постійних коливань тиску в експлуатаційних режимах величиною понад 15% номінального), використання проектних розрахунків для трубопроводів з контролем теплових переміщень повинно бути погоджене зі спеціалізованою організацією, яка має дозвіл на виконання технічного діагностування;

Таблиця А.3 – Номінальні допустимі напруження [σ]
для хромомолібденової сталі (кгс/мм²)

Робоча температура, °С	Марка сталі									
	12Х1МФ					15Х1М1Ф				
	Розрахунковий ресурс, год									
	10 ⁵	1,5·10 ⁵	2·10 ⁵	3·10 ⁵	4·10 ⁵	10 ⁵	1,5·10 ⁵	2·10 ⁵	3·10 ⁵	4·10 ⁵
460	13,6	13,6	13,6	13,0	12,5	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
480	13,3	12,5	12,0	10,7	10,3	14,5	13,6	13,0	12,3	11,0
500	11,3	10,3	9,6	8,8	8,3	12,0	11,3	10,8	10,0	9,2
510	10,1	9,2	8,6	7,9	7,6	10,7	10,0	9,6	9,0	8,4
520	9,0	8,2	7,7	7,2	6,6	9,6	9,0	8,6	8,0	7,5
530	8,1	7,4	6,9	6,5	5,9	8,6	8,06	7,7	7,2	6,7
540	7,3	6,6	6,2	5,8	5,3	7,8	7,25	6,9	6,5	6,0
545	6,95	6,3	5,9	5,2	5,05	7,45	6,9	6,6	6,15	5,7
550	6,6	6,0	5,6	5,2	4,8	7,1	6,6	6,3	5,8	5,4
560	5,9	5,3	5,0	4,6	4,3	6,4	6,0	5,7	5,2	4,9
570	5,3	4,75	4,4	4,1	3,8	5,7	5,3	5,1	4,7	4,4

Примітка 1. Допустимі напруження для інших марок сталі наведені в розділі 5 ОСТ 108.031.08.

Примітка 2. Для проміжних значень розрахункового ресурсу величини допустимих напружень визначаються лінійною інтерполяцією з округленням у меншу сторону до одного знаку після коми.

б) для трубопроводів вологої пари, двофазного чи корозійно-активного середовища, або які піддаються ерозійному зношенню – додатково за результатами експлуатаційного контролю, з умови зниження товщини стінки до 90 % проектної з рівномірною швидкістю.

У разі виявлення явних ознак корозії або численних порушень водно-хімічного режиму розрахунок допустимої кількості пусків з холодного стану повинен виконуватись незалежно від напрацювання із завданням допустимих амплітуд циклічних напружень згідно з РТМ 108.031.112 розділ 4, або СОУ-Н ЕЕ 17.406;

в) для трубопроводів живильної води з тиском понад 90 кгс/см² (9 МПа) – відповідно до розрахунку допустимої кількості пусків з холодного стану за РТМ 24.038.08, для згинів цих трубопроводів – не більш ніж 100 000 год

Для зон підвищеної корозії і за регульовальним живильним клапаном допускається зниження розрахункового ресурсу на підставі результатів експлуатаційного контролю.

У разі впливу на трубопровід декількох з перерахованих факторів розрахунковий ресурс приймається за фактором, який першим досягає граничного значення.

А.5 Для деталей і вузлів циліндрів високого тиску турбін з робочою температурою свіжої пари понад 450° С і ЦСТ турбін із промперегрівом паркові ресурси наведені в СОУ-Н МПЕ 40.1.17.401. Уточнення зазначених ресурсів може виконуватись тільки спеціалізованими організаціями.

Для турбін з нижчими параметрами паркові ресурси не встановлюються.

Парковий ресурс турбін, елементи яких працюють в умовах повзучості, визначається на підставі напрацювання за часом або граничної кількості пусків (циклів) турбіни, обидва фактори діють незалежно.

Для пароперепускних труб турбін і паропроводів відборів парковий ресурс приймається аналогічно однаковим за сортаментом деталей і робочими параметрами паропроводів (А.3 і А.4).

А.6 Для деаераторів підвищеного тиску розрахунковий термін служби – 20 років.

Для корпусів ПВТ і ПНТ, які експлуатуються з температурою гріючої пари до 400° С, розрахунковий термін служби приймається відповідно до паспорта заводу-виробника, але не більше ніж 30 років.

А.7 Критерії мікропошкодженості згинів високотемпературних паропроводів при дослідженні методами оптичної мікроскопії із збільшенням $\times 500$ визначаються в балах:

- бал 1 – мікропори розміром понад 1 мкм не виявляються;
- бал 2 – наявність окремих мікропор з розміром до 2 мкм в кількості від 1 до 5 в полі зору мікроскопу (повторний контроль через 4 роки);
- бал 3 – наявність значної кількості (понад 10) мікропор розміром до 2 мкм в полі зору мікроскопу без визначеної орієнтації (повторний контроль через 2 роки);
- бал 4 – наявність значної кількості мікропор розміром до 2 мкм по границях зерен, орієнтованих переважно уздовж осі труби, або зростання розміру мікропор до 2,5–5 мкм (повторний контроль через 1 рік, у разі виявлення ланцюжків мікропор – браковка згину);
- бал 5 – наявність ланцюжків мікропор при збільшенні не менше $\times 500$ (браковка згину).

Вирішальний бал мікропошкодженості приймається згідно з найгіршим з полів зору мікроскопу всіх реплік контрольованої деталі.

ДОДАТОК В
(довідковий)

**ПОПЕРЕДЖУВАЛЬНА СИСТЕМА ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ СОНЯЧНИХ
ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ**

Таблиця В1 – Рекомендована періодичність контролю і перевірки фотоелектричних модулів (фотоелектричної батареї)

Система	Складові	Періодичність, місяців	Додаткова інформація
Збирання сонячної енергії	ФЕМ	6	Перевірка чистоти ФЕМ
		за результатами перевірки	Очищення модулів
		6	Візуальний огляд модулів з метою виявлення можливих дефектів (зламани елементи, бульбашки, відшарування, пожовтіння, потемніння, сліди затікання тощо)
		6	Перевірка на наявність окислення ланцюгів та зварних з'єднань
		6	Перевірка на водонепроникність щитів керування та з'єднувальних коробок
	12	Тепловізійний контроль ФЕМ ¹⁾ (діагностика ефективності та працездатності окремих елементів, визначення рівня їх деградації)	
	Конструкції	12	Візуальний огляд: фундаментів та кріплення до них конструкцій; конструкцій з метою виявлення деформацій і корозії; засобів кріплення та прокладки електричних кабелів. Перевірка крутного моменту затягування болтових з'єднань
Система заземлення		12	Перевірка з'єднань заземлювальних і захисних провідників
Щити керування постійного струму		6	Перевірка стану електричних з'єднань Перевірка ущільнення уводів до щитів Перевірка стану запірних пристроїв Перевірка стану та правильності паспортних табличок
		12	Тепловізійний контроль ¹⁾
Ящики з'єднань мережі системи збору потужності постійного струму		6	Перевірка обмежувачів перенапруги Перевірка роз'єднувачів, автоматичних вимикачів та запобіжників Вимірювання струму батареї ФЕМ Вимірювання стану електричних з'єднань
		12	Тепловізійний контроль ¹⁾

Примітка 1. Виконується відповідно до СОУ-Н ЕЕ 20.577.

Таблиця В2 – Рекомендована періодичність робіт з експлуатації електричної частини низької напруги фотоелектричної електростанції

Системи та складові	Періодичність, місяців	Додаткова інформація
Інвертори (КТПБІ)	6	Візуальний огляд Перевірка щільності електричних з'єднань Перевірка напруги на вході та виході інвертора Зчитування та перевірка записів порушень та очищення пам'яті реєстратора подій блоку керування інвертора Перевірка та очищення вентиляторних ґраток та фільтрів, повітропроводів Перевірка правильності роботи вентиляторів
	12	Вимірювання: робочого струму інвертора (за відповідних умов опромінення); напруги неробочого ходу інвертора. Побудова залежності між струмом і напругою Тепловізійний контроль ¹⁾
Точки вимірювання	6	Перевірка стану засобів вимірювальної техніки у точках вимірювання
Низьковольтне електричне обладнання промислової частоти	6	Вимірювання струму та максимальної потужності Перевірка стану електричних з'єднань в розподільних шафах Перевірка стану елементів захисту від перенапруги Перевірка стану мережевих вимикачів
РЩ системи збору потужності змінного струму	6	Перевірка стану обмежувачів перенапруги Перевірка роз'єднувачів, автоматичних вимикачів та запобіжників Перевірка стану електричних з'єднань
Низьковольтне електричне обладнання промислової частоти	12	Тепловізійний контроль ¹⁾ Вимірювання опору ізоляції Вимірювання опору на землю Перевірка системи заземлення

Примітка 1. Виконують відповідно до СОУ-Н ЕЕ 20.577.

Таблиця В3 – Рекомендована періодичність робіт з експлуатації фотоелектричної електростанції

Системи та складові	Періодичність, місяців	Додаткова інформація
Трансформатори	Відповідно до вимог виробника та цих Правил	В обсязі, передбаченому вимогами виробника та цими Правилами
Пристрої захисту	6	Перевірка пристроїв релейного захисту, запобіжників, вимикачів та пристроїв захисного вимикання відповідно до інструкції виробників
Споруди та будівлі	Восени та навесні, після танення снігу	Перевірка стану будівель, в яких розміщені трансформатори та інвертори; перевірка кабельних каналів; виявлення протікань, пошкоджень будівель і споруд
Електрообладнання	6	Перевірка відповідності обладнання умовам експлуатації та електричним навантаженням Перевірка відповідності налаштувань пристроїв захисту електрообладнання
Телевимірювання, телеконтроль	Постійно	Підтвердження відповідності умов експлуатації вимогам віддаленого доступу
Пожежної безпеки	12	Перевірка пристроїв пожежної сигналізації Перевірка вогнегасників
Метеостанція	12	Очищення та перевірка давачів Перевірка кута нахилу та орієнтації піранометрів Калібрування піранометрів
Усі складові та системи	Відповідно до вимог виробників та цих Правил	Перевірка ізоляції кабелів середньої напруги Перевірка опору заземлювального пристрою Вимірювання крокової напруги
Електрообладнання, споруди та будівлі	12	Тепловізійний контроль обладнання ¹⁾ Перевірка теплової ізоляції будівель за допомогою тепловізора ¹⁾

Примітка 1. Виконують відповідно до СОУ-Н ЕЕ 20.577.

ЗМІСТ

	С.
ВСТУП.....	11
РОЗДІЛ 1 СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ	13
РОЗДІЛ 2 НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ	13
РОЗДІЛ 3 ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ	24
РОЗДІЛ 4 СКОРОЧЕННЯ	31
РОЗДІЛ 5 ОРГАНІЗАЦІЯ ЕКСПЛУАТАЦІЇ	35
ГЛАВА 5.1 ОРГАНІЗАЦІЙНА СТРУКТУРА І ЗАВДАННЯ.....	35
ГЛАВА 5.2 ПРИЙМАННЯ В ЕКСПЛУАТАЦІЮ УСТАТКУВАННЯ ТА СПОРУД	38
ГЛАВА 5.3 ПЕРСОНАЛ	46
ГЛАВА 5.4 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ.....	61
ГЛАВА 5.5 НАГЛЯД ТА КОНТРОЛЬ ЗА ТЕХНІЧНОЮ ЕКСПЛУАТАЦІЄЮ	63
ГЛАВА 5.6 ТЕХНІЧНЕ ОБСЛУГОВУВАННЯ, РЕМОНТ, ТЕХНІЧНЕ ПЕРЕОСНАЩЕННЯ, РЕКОНСТРУКЦІЯ	68
ГЛАВА 5.7 КОНТРОЛЬ СТАНУ МЕТАЛУ	74
ГЛАВА 5.8 ТЕХНІЧНА ДОКУМЕНТАЦІЯ	86
ГЛАВА 5.9 СТАНДАРТИЗАЦІЯ, ТЕХНІЧНІ РЕГЛАМЕНТИ ТА ОЦІНКА ВІДПОВІДНОСТІ, ЛІЦЕНЗУВАННЯ, УПРАВЛІННЯ ЯКІСТЮ.....	94
ГЛАВА 5.10 ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЄДНОСТІ ВИМІРЮВАНЬ	97
ГЛАВА 5.11 АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ	104
ГЛАВА 5.12 ОХОРОНА ПРАЦІ	125
ГЛАВА 5.13 ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА	127
ГЛАВА 5.14 ЯДЕРНА БЕЗПЕКА.....	129
ГЛАВА 5.15 РАДІАЦІЙНА БЕЗПЕКА	133
ГЛАВА 5.16 СИСТЕМИ ВЕНТИЛЯЦІЇ ТА КОНДИЦІОНУВАННЯ ПОВІТРЯ	136
ГЛАВА 5.17 ЗБІР, ЗБЕРІГАННЯ І ТРАНСПОРТУВАННЯ РАДІООТХОДІВ, ДЕЗИКТИВАЦІЯ.....	140

ГЛАВА 5.18 ДОТРИМАННЯ ПРИРОДООХОРОННИХ ВИМОГ	142
РОЗДІЛ 6 ТЕРИТОРІЯ, ВИРОБНИЧІ БУДІВЛІ І СПОРУДИ	145
ГЛАВА 6.1 ТЕРИТОРІЯ	145
ГЛАВА 6.2 ВИРОБНИЧІ БУДІВЛІ, СПОРУДИ І САНИТАРНО-ТЕХНІЧНІ ПРИСТРОЇ	148
РОЗДІЛ 7 ГІДРОТЕХНІЧНІ СПОРУДИ, ВОДНЕ ГОСПОДАРСТВО	
І ТЕХНІЧНЕ ВОДОПОСТАЧАННЯ	152
ГЛАВА 7.1 ГІДРОТЕХНІЧНІ СПОРУДИ ТА ЇНЕ МЕХАНІЧНЕ УСТАТКУВАННЯ.....	152
ГЛАВА 7.2 ВОДНЕ ГОСПОДАРСТВО, ГІДРОЛОГІЧНЕ	
І МЕТЕОЛОГІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ	159
ГЛАВА 7.3 ТЕХНІЧНЕ ВОДОПОСТАЧАННЯ	
ТА ОБРОБКА ЦИРКУЛЯЦІЙНОЇ ВОДИ	165
ГЛАВА 7.4 ГІДРОТУРБІННІ УСТАНОВКИ	170
РОЗДІЛ 8 ТЕПЛОМЕХАНІЧНЕ УСТАТКУВАННЯ	174
ГЛАВА 8.1 ПАЛИВНО-ТРАНСПОРТНЕ ГОСПОДАРСТВО	174
ГЛАВА 8.2 ПИЛОПРИГОТУВАННЯ	185
ГЛАВА 8.3 ПАРОВІ І ВОДОГРІЙНІ КОТЕЛЬНІ УСТАНОВКИ	190
ГЛАВА 8.4 ПАРОТУРБІННІ УСТАНОВКИ.....	201
ГЛАВА 8.5 ГАЗОТУРБІННІ УСТАНОВКИ (АВТОНОМНІ І ПРАЦЮЮЧІ	
У СКЛАДІ ПАРОГАЗОВИХ УСТАНОВОК).....	211
ГЛАВА 8.6 ЕНЕРГОБЛОКИ ТЕС.....	217
ГЛАВА 8.7 ЕНЕРГОБЛОКИ АЕС	226
ГЛАВА 8.8 ВОДОПІДГОТОВКА ТА ВОДНО-ХІМІЧНИЙ РЕЖИМ	228
ГЛАВА 8.9 ТРУБОПРОВІДИ І АРМАТУРА.....	243
ГЛАВА 8.10 ЗОЛОВЛОВЛЮВАННЯ, ЗОЛОЖУЖЕЛЕВІДВЕДЕННЯ	
І ЗОЛОЖУЖЕЛЕВІДВАЛИ	250
ГЛАВА 8.11 ВИРОБНИЧІ СТІЧНІ ВОДИ	256
ГЛАВА 8.12 ТЕПЛОФІКАЦІЙНІ УСТАНОВКИ	258

ГЛАВА 8.13 ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ	262
ГЛАВА 8.14 ПЕРЕМИКАННЯ В ТЕПЛОВИХ СХЕМАХ ТЕС	
І ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ	269
РОЗДІЛ 9 ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ БЕЗПЕКИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ АЕС	271
ГЛАВА 9.1 ЗАГАЛЬНІ ПРИНЦИПИ, КРИТЕРІЇ	
І ВИМОГИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ БЕЗПЕКИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ АЕС	271
ГЛАВА 9.2 ДЕРЖАВНЕ РЕГУЛЮВАННЯ БЕЗПЕКИ АЕС	273
ГЛАВА 9.3 ОСНОВНІ ФУНКЦІЇ ЕКСПЛУАТУЮЧОЇ ОРГАНІЗАЦІЇ АЕС	273
ГЛАВА 9.4 УПРАВЛІННЯ ЯКІСТЮ	275
ГЛАВА 9.5 КОНТРОЛЬ ТА ІНСПЕКЦІЇ ЕКСПЛУАТУЮЧОЇ ОРГАНІЗАЦІЇ	
ВИКОНАННЯ ВИМОГ ПРАВИЛ І НОРМ БЕЗПЕКИ АЕС	276
ГЛАВА 9.6 УПРАВЛІННЯ СТАРІННЯМ ТА ДОВГОСТРОКОВА	
ЕКСПЛУАТАЦІЯ ЕНЕРГОБЛОКІВ АЕС	277
ГЛАВА 9.7 ПОПЕРЕДЖЕННЯ І ЛІКВІДАЦІЯ НАДЗВИЧАЙНИХ	
СИТУАЦІЙ НА АЕС	278
ГЛАВА 9.8 ЗНЯТТЯ АЕС (ЕНЕРГОБЛОКА АЕС) З ЕКСПЛУАТАЦІЇ	279
ГЛАВА 9.9 ФІЗИЧНИЙ ЗАХИСТ АЕС	280
РОЗДІЛ 10 СПЕЦІАЛЬНЕ УСТАТКУВАННЯ АЕС	282
ГЛАВА 10.1 ЯДЕРНЕ ПАЛИВО.	
ТРАНСПОРТНО-ТЕХНОЛОГІЧНІ ОПЕРАЦІЇ	282
ГЛАВА 10.2 РЕАКТОРНА УСТАНОВКА	285
РОЗДІЛ 11 УСТАТКУВАННЯ ВІТРОВИХ І ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ	290
ГЛАВА 11.1 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ	290
ГЛАВА 11.2 ВІТРОВІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ	292
ГЛАВА 11.3 ВІТРОВІ ЕЛЕКТРОУСТАНОВКИ	292
ГЛАВА 11.4 ФОТОЕЛЕКТРИЧНІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ТА МОДУЛІ	295
ГЛАВА 11.5 ІНВЕНТОРНЕ ТА ДОПОМІЖНЕ ОБЛАДНАННЯ	296

ГЛАВА 11.6 МЕТРОЛОГІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ	296
РОЗДІЛ 12 ЕЛЕКТРИЧНЕ УСТАТКУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ТА МЕРЕЖ	297
ГЛАВА 12.1 ГЕНЕРАТОРИ І СИНХРОННІ КОМПЕНСАТОРИ	297
ГЛАВА 12.2 ЕЛЕКТРОДВИГУНИ	308
ГЛАВА 12.3 СИЛОВІ ТРАНСФОРМАТОРИ ТА ОЛИВНІ РЕАКТОРИ	311
ГЛАВА 12.4 РОЗПОДІЛЬЧІ УСТАНОВКИ.....	317
ГЛАВА 12.5 СТАЦІОНАРНІ АКУМУЛЯТОРНІ УСТАНОВКИ	324
ГЛАВА 12.6 КОНДЕНСАТОРНІ УСТАНОВКИ	331
ГЛАВА 12.7 ПОВІТРЯНІ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ.....	333
ГЛАВА 12.8 СИЛОВІ КАБЕЛЬНІ УСТАНОВКИ	339
ГЛАВА 12.9 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА.....	345
ГЛАВА 12.10 СИСТЕМИ АВАРІЙНОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ АЕС	353
ГЛАВА 12.11 ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНІ ПРИСТРОЇ.....	356
ГЛАВА 12.12 ЗАХИСТ ВІД ПЕРЕНАПРУГ	358
ГЛАВА 12.13 ОСВІТЛЕННЯ	364
ГЛАВА 12.14 ЕЛЕКТРОЛІЗНІ УСТАНОВКИ.....	367
ГЛАВА 12.15 ЕНЕРГЕТИЧНІ ОЛИВИ	370
ГЛАВА 12.16 СИСТЕМИ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ І ПІДСТАНЦІЙ	376
ДОДАТОК А ПАРКОВІ І РОЗРАХУНКОВІ РЕСУРСИ ОСНОВНИХ ЕЛЕМЕНТІВ	
УСТАТКУВАННЯ ТА КРИТЕРІЇ МІКРОПОШКОДЖЕНОСТІ ЗГИНІВ	
ПАРОПРОВODІВ	379
ДОДАТОК В ПОПЕРЕДЖУВАЛЬНА СИСТЕМА ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ	
СОНЯЧНИХ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ.....	384