

**Міністерство палива та енергетики України**

**П Р А В И Л А  
ОРГАНІЗАЦІЇ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ ТА РЕМОНТУ  
ОБЛАДНАННЯ, БУДІВЕЛЬ І СПОРУД ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ  
ТА МЕРЕЖ**

**Об'єднання енергетичних підприємств  
"Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики"  
(ОЕП "ГРІФРЕ")**

**Київ—2003**

**П Е Р Е Д М О В А**

- 1 ЗАМОВЛЕНО** Об'єднанням енергетичних підприємств "Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики" (ОЕП "ГРІФРЕ")
- 2 РОЗРОБЛЕНО** Державним підприємством "Львівське конструкторське бюро"
- 3 ВИКОНАВЦІ** Лошак О.С., Галайко В.Д., Пулькас Л.Г., Цар Г.С., Сушицька Е.І., Бойко Н.М.
- 4 УЗГОДЖЕНО** Заступником Державного секретаря Мінпаливенерго України, **Ю.А. Андрійчук**
- Департаментом з питань електроенергетики Мінпаливенерго України, **Ю.І. Улітїч, С.Я. Меженний**
- Управлінням електростанцій і теплових мереж Департаменту електроенергетики Мінпаливенерго України, **В.А. Ігнатєв**
- Об'єднанням енергетичних підприємств "ГРІФРЕ", **Г.П. Хайдурова**
- 5 ЗАТВЕРДЖЕНО** Наказом Міністерства палива та енергетики України № 228 від 14 травня 2003 р.
- 6 ЗАМІСТЬ** ГКД 34.20.661-95 "Правила організації технічного обслуговування і ремонту обладнання, будівель і споруд електростанцій і мереж Міненерго України"
- 7 СТРОК ПЕРЕВІРКИ** 2008 р.
- 

© ОЕП "ГРІФРЕ"

Цей нормативний документ не може бути тиражований і розповсюджений без дозволу Об'єднання енергетичних підприємств "Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики".



МІНІСТЕРСТВО ПАЛИВА ТА ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ

**НАКАЗ**14 травня 2003 року

м. Київ

№ 228

Про затвердження галузевого керівного документа “Правила організації технічного обслуговування та ремонту обладнання,будівель і споруд електростанцій та мереж ”

З метою упорядкування організації технічного обслуговування та ремонту обладнання, будівель і споруд електростанцій та мереж і у зв'язку із закінченням терміну дії переглянуто галузевий керівний документ ГКД 34.20-661-95 «Правила організації технічного обслуговування та ремонту обладнання, будівель і споруд електростанцій та мереж Міненерго України ” (далі – Правила).

З метою впровадження галузевого керівного документа на підприємствах електроенергетичної галузі

**НАКАЗУЮ:**

1. Затвердити і ввести в дію галузевий керівний документ «Правила організації технічного обслуговування та ремонту обладнання, будівель і споруд електростанцій та мереж” (далі – Правила), який набирає чинності через 30 днів з дати видання цього наказу (додається).
2. Визнати таким, що втратив чинність ГКД 34.20-661-95, затверджений Міненерго України від 25.04.95.
3. Госпрозрахунковому підрозділу “Науково-інженерний енергосервісний центр” інституту “Укрсільенергопроект” (Білоусову) внести Правила до реєстру і комп'ютерного банку даних чинних галузевих керівних документів Мінпаливенерго.
4. Енергетичним компаніям і підприємствам замовити Об'єднанню енергетичних підприємств “Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики” (Хайдуровій) необхідну кількість примірників Правил і оплатити необхідні витрати на їх перегляд та тиражування.
5. Об'єднанню енергетичних підприємств “Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики” (Хайдуровій) забезпечити видання і надходження необхідної кількості примірників Правил

енергетичним компаніям та підприємствам відповідно до їх замовлень та фактичної оплати. Спільно з Науково-інженерним енергосервісним центром організувати облік розісланих примірників.

Термін – 30 днів від дати видання цього наказу.

6. Департаменту з питань електроенергетики (Улітічу) підготувати проект розпорядження Мінпаливенерго про створення робочої групи з метою координації розроблення концепції організації на електростанціях ремонтного обслуговування обладнання за його технічном станом.
7. Контроль за виконанням цього наказу покласти на заступника Державного секретаря Андрійчука Ю.А.

Міністр



С. Єрмілов

## Зміст

1	Галузь застосування .....	1
2	Нормативні посилання .....	2
3	Скорочення .....	3
4	Визначення .....	5
5	Структура організації технічного обслуговування і ремонту обладнання, будівель і споруд електростанцій та мереж .....	12
6	Склад витрат і кошторисно-технічна документація на ремонт і технічне обслуговування обладнання, будівель і споруд електростанцій та мереж .....	14
7	Система технічного обслуговування і ремонту технологічного обладнання електростанцій .....	17
	7.1 Загальні положення .....	17
	7.2 Технічне обслуговування обладнання електростанцій .....	17
	7.3 Плановий ремонт обладнання електростанцій .....	18
	7.4 Спеціалізація ремонту обладнання ТЕС .....	19
	7.5 Ремонтна документація .....	21
	7.6 Планування ремонту обладнання .....	23
	7.7 Підготовка до ремонту обладнання .....	25
	7.8 Виведення в ремонт і виконання ремонту .....	27
	7.9 Приймання обладнання з ремонту, контроль і оцінка якості .....	30
8	Система технічного обслуговування і ремонту засобів теплової автоматики та вимірювань на теплових електростанціях і в теплових мережах .....	39
9	Система технічного обслуговування і ремонту теплових мереж .....	43
10	Система технічного обслуговування та ремонту електричних мереж .....	57
	10.1 Загальні положення .....	57
	10.2 Повітряні лінії електропередачі напругою 0,4-20 кВ, трансформаторні підстанції 6-20/0,4 кВ і розподільні пункти 6-20 кВ .....	60
	10.3 Повітряні лінії електропередачі напругою 35-150, 220-800 кВ .....	68
	10.4 Обладнання підстанцій напругою 35 кВ і вище.....	75
11	Система технічного обслуговування і ремонту виробничих будівель і споруд підприємств теплових та електричних мереж .....	80
12	Система технічного обслуговування та ремонту гідромеханічного обладнання і гідротехнічних споруд електростанцій .....	90
Додаток 1	Форма журналу обліку технічного обслуговування .....	99
Додаток 2	Номенклатура і обов'язковий регламентований обсяг робіт при капітальному ремонті обладнання електростанцій .....	100

Додаток 3 Перелік рекомендованих технологічних документів, що застосовуються при ремонті .....	113
Додаток 4 Форма відомості обсягу капітального (середнього) ремонту установки ....	114
Додаток 5 Форма перспективного графіка ремонту і модернізації (реконструкції) основного обладнання .....	115
Додаток 6 Форма річного графіка ремонту і модернізації (реконструкції) основного обладнання.....	116
Додаток 7 Форма акта готовності електростанції і ремонтних підприємств до капітального (середнього) ремонту установки .....	117
Додаток 8 Форма відомості основних параметрів технічного стану котельної установки .....	118
Додаток 9 Форма відомості основних параметрів технічного стану паротурбінної установки .....	120
Додаток 10 Форма відомості основних параметрів технічного стану гідротурбінної установки .....	129
Додаток 11 Форма відомості основних параметрів технічного стану турбогенератора .....	133
Додаток 12 Форма відомості основних параметрів технічного стану гідрогенератора .....	136
Додаток 13 Форма відомості основних параметрів технічного стану синхронного компенсатора .....	139
Додаток 14 Форма відомості основних параметрів технічного стану трансформатора .....	141
Додаток 15 Форма відомості основних параметрів технічного стану золотвловлювальної установки .....	145
Додаток 16 Форма акта дефектів .....	147
Додаток 17 Форма протоколу гідравлічних випробувань .....	148
Додаток 18 Форма протоколу на закриття циліндра .....	149
Додаток 19 Форма протоколу перевірки на внутрішню чистоту поверхонь нагрівання .....	150
Додаток 20 Форма акта приймання-здавання з ремонту установки .....	151
Додаток 21 Форма акта приймання-здавання з ремонту обладнання .....	153
Додаток 22 Перелік документів за складом і нормами періодичності технічного обслуговування і ремонту засобів ТАВ .....	155
Додаток 23 Ремонтний цикл, види, тривалість ремонту енергоблоків 150—800 МВт .....	156
Додаток 24 Ремонтний цикл, види і тривалість ремонту обладнання теплових електростанцій з поперечними зв'язками пари і живильної води, обладнання гідроелектростанцій .....	162

Додаток 25	Порядок обґрунтування капітального (середнього) ремонту енерго- блоків тривалістю і періодичністю, відмінними від нормативних .....	169
Додаток 26	Порядок приймання рішень щодо експлуатації енергоблоків з понаднормативною періодичністю капітальних ремонтів .....	171
Додаток 27	Форма переліку робіт і потреби матеріалів на ремонт і модернізацію (реконструкцію) обладнання .....	172
Додаток 28	Форма графіка капітального ремонту основного обладнання електростанцій .....	173
Додаток 29	Форма обсягу капітального ремонту основного обладнання електростанцій .....	174
Додаток 30	Форма графіка середнього і поточного ремонтів енергоблоків .....	175
Додаток 31	Перелік основних організаційно-технічних заходів з підготовки ремонтів .....	176
Додаток 32	Перелік керівних документів і вказівок з капітального ремонту і технічних умов на ремонт засобів ТАВ .....	177
Додаток 33	Перелік галузевих норм і нормативів з ремонту засобів ТАВ .....	178
Додаток 34	Форма акта приймання-здавання з капітального ремонту засобів теплової автоматики і вимірювань .....	179
Додаток 35	Перелік основних робіт, що виконуються при капітальному ремонті теплових мереж .....	181
Додаток 36	Форма зведеного опису робіт .....	183
Додаток 37	Форма акта готовності будівлі, споруди до проведення ремонтних робіт .....	184
Додаток 38	Форма акта приймання-здавання з ремонту будівель, споруд .....	185
Додаток 39	Форма акта приймання-здавання теплової (електричної) мережі з капітального ремонту .....	187
Додаток 40	Форма листка огляду (перевірки) .....	189
Додаток 41	Форма журналу дефектів .....	190
Додаток 42	Форма журналу обліку виконаних робіт .....	191
Додаток 43	Форма плану-графіка робіт ремонту і технічного обслуговування обладнання підстанції .....	192
Додаток 44	Форма перспективного плану капітального ремонту будівель і споруд ...	193
Додаток 45	Форма річного плану капітального ремонту будівель і споруд .....	194
Додаток 46	Періодичність контролю технічного стану будівель, димових труб, градирень і водойм .....	195
Додаток 47	Орієнтовна тривалість капітальних ремонтів димових труб, газоходів і градирень .....	196
Додаток 48	Орієнтовна періодичність капітальних ремонтів виробничих будівель і споруд .....	197

Додаток 49 Орієнтовна періодичність капітального ремонту конструктивних елементів виробничих будівель і споруд .....	199
Додаток 50 Форма акта обстеження об'єкта, що вимагає ремонту .....	201
Додаток 51 Номенклатура і обсяг робіт при капітальному ремонті гідротурбін і механічної частини гідрогенератора .....	202
Додаток 52 Форма відомості обсягу робіт при капітальному ремонті .....	205
Додаток 53 Форма акта приймання-здавання з капітального ремонту гідрогенератора .....	206
Додаток 54 Форма акта готовності до капітального ремонту .....	208
Додаток 55 Форма акта приймання-здавання з капітального ремонту .....	210
Додаток 56 Номенклатура і обсяг робіт при капітальному ремонті гідрогенератора .....	212
Додаток 57 Номенклатура і обсяг робіт при капітальному ремонті трансформатора .....	214
Додаток 58 Номенклатура і обсяг робіт при капітальному ремонті арматури .....	215
Додаток 59 Форма протоколу засідання комісії з експлуатації енергоблоків з понад нормативною періодичністю капітальних ремонтів .....	216
Додаток 60 Номенклатура і періодичність робіт з технічного обслуговування та ремонту гідротехнічних споруд (ГТС) і гідромеханічного обладнання (ГМО) ....	217
Листок реєстрації змін .....	219



Затверджено наказом  
Міністерства палива  
та енергетики України  
від 14.05.2003 № 228

**ГАЛУЗЕВИЙ КЕРІВНИЙ ДОКУМЕНТ**

---

---

**ПРАВИЛА ОРГАНІЗАЦІЇ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ  
ТА РЕМОНТУ ОБЛАДНАННЯ, БУДІВЕЛЬ І СПОРУД  
ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ ТА МЕРЕЖ**

---

---

Чинний від 2003-14-06

**1 Галузь застосування**

Правила встановлюють порядок організації технічного обслуговування та ремонту обладнання електростанцій, теплових і електричних мереж, будівель і споруд електростанцій та мереж, планування і фінансування ремонтних робіт, підготовки до ремонту, виконання ремонтних робіт, приймання з ремонту, оцінки якості відремонтованого обладнання, будівель і споруд та виконаних ремонтних робіт та є обов'язковими для підприємств та організацій, що здійснюють ці роботи.

## 2 Нормативні посилання

2.1 В цих правилах даються посилання на нормативні документи:

- ДСТУ 1.0-93 Державна система стандартизації України. Основні положення;
- ДСТУ 1.5-93 Загальні вимоги до побудови, викладу, оформлення та змісту стандартів;
- ДСТУ 2860 Надійність техніки. Терміни та визначення;
- ГОСТ 2.601-95 ЕСКД. Эксплуатационные документы;
- ГОСТ 2.602-95 ЕСКД. Ремонтные документы;
- ГОСТ 2.604-68 ЕСКД. Чертежи ремонтные;
- ГОСТ 3.1102-81 ЕСТД. Стадии разработки и виды документов;
- ГОСТ 3.1109-82 ЕСТД. Термины и определения основных понятий;
- ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
- ГОСТ 12.3.002-75 ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности;
- ГОСТ 12.3.009-76 ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности;
- ГОСТ 21.605-82 СПДС. Сети тепловые (теплотехническая часть). Рабочие чертежи;
- ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения;
- ГОСТ 2477-65 Нефть и нефтепродукты. Методы определения содержания воды;
- ГОСТ 16504-81 Система государственных испытаний продукции. Испытания и контроль качества продукции. Основные термины и определения;
- ГОСТ 18322-78 Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения;
- ГОСТ 24258-88 Средства подмащивания. Общие определения;
- ГОСТ 25866-83 Эксплуатация техники. Термины и определения;
- ГОСТ 27321-87 Леса строительные приставные для строительно-монтажных работ. Технические условия;
- ГОСТ 27807-88 Турбины гидравлические вертикальные. Технические требования и приемка;
- ГОСТ 533-2000 Машины электрические вращающиеся. Турбогенераторы. Общие технические условия;
- ДБН А.2.2-3-97 Склад, порядок розроблення погодження та затвердження проектної документації для будівництва;
- ОСТ 34-38-445-83 Система технического обслуживания и ремонта оборудования электростанций. Комплектность технологических документов;
- СНиП 2.04.07-86 Тепловые сети;
- СНиП 2.09.02-85 Производственные здания;
- СНиП 3.01.04-87 Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения;
- СНиП 3.05.03-85 Тепловые сети;
- ГКД 34.05.834-98 т.т.1-6 "Норми часу на ремонт і технічне обслуговування електричних мереж";
- ГКД 34.10.383-98 "Норми аварійного запасу електроустаткування та матеріалів для магістральних електричних мереж напругою 220-750 кВ";
- ГКД 34.10.384-98 "Норми аварійного запасу електроустаткування, будівельних констукцій та матеріалів для електричних мереж напругою 0,38-150 кВ";
- ПД 34.01.101-97 Діючі галузеві керівні документи з експлуатації та ремонту електростанцій та мереж;

- ГКД 34.05.502-2001 "Повітряні лінії електропередач напругою 35 кВ і вище. Інструкція з експлуатації";
- ДНАОП 1.1.10-1.01-97 "Правила безпечної експлуатації електро-установок". Затверджені Держнаглядом праці. Наказ № 257 від 6.10.97 р.;
- ВСН 22-83 Інструкція по проектированию, организации и механизации ремонта оборудования, зданий и сооружений на ТЭС;
- Нормативні документи з питань обстежень, паспортизації, безпечної та надійної експлуатації виробничих будівель і споруд. Затверджені спільним наказом Державного комітету будівництва, архітектури та житлової політики України та Держнаглядом праці України від 27 листопада 1997 р. за № 32/288 і введені в дію з 1 грудня 1997 р.;
- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. Москва, 1989. Затверджені Міністерством енергетики та електрифікації 20.02.89.

### 3 Скорочення

В цих правилах прийняті наступні скорочення:

- |   |                          |
|---|--------------------------|
| - гідрозоловидалення  | — ГЗВ;                   |
| - центральні ремонтні майстерні   | — ЦРМ;                   |
| - теплові електростанції  | — ТЕС;                   |
| - національний диспетчерський центр                                       | — НДЦ;                   |
| - правила технічної експлуатації  | — ПТЕ;                   |
| - система автоматичного регулювання                                       | — САР;                   |
| - цех теплової автоматики та вимірювань                                   | — ЦТАВ;                  |
| - служба вимірювань, налагоджування, випробувань                          | — СВНВ;                  |
| - відділ підземних споруд   | — ВПС;                   |
| - підприємство електричних мереж  | — ПЕМ;                   |
| - повітряні лінії   | — ПЛ;                    |
| - технологічне обладнання, теплова автоматика та засоби вимірювання       | — обладнання;            |
| - виробничі будівлі та технологічні споруди                               | — будівлі та споруди;    |
| - теплові та електричні мережі  | — мережі;                |
| - виробничі ремонтні підприємства та спеціалізовані ремонтні підприємства | — ремонтні підприємства; |
| - технічне обслуговування   | — ТО;                    |
| - нормативно-технічна документація  | — НТД;                   |
| - персональна електронно-обчислювальна машина                             | — ПЕОМ;                  |
| - гідроелектростанції   | — ГЕС;                   |
| - верхній та нижній б'єф  | — ВБ та НБ;              |
| - гідротехнічні споруди   | — ГТС;                   |
| - гідромеханічне обладнання   | — ГМО;                   |
| - валоповоротний пристрій   | — ВПП;                   |
| - млиновий вентилятор   | — МВ;                    |
| - перетворювачі лінійних прогинів струнні                                 | — ПЛПС;                  |
| - перетворювачі лінійних деформацій струнні                               | — ПЛДС;                  |
| - контрольно-вимірювальна апаратура                                       | — КВА;                   |
| - засоби теплової автоматики і вимірювань                                 | — ТАВ;                   |
| - служба теплової автоматики  | — СТА;                   |
| - метрологічна служба   | — МС;                    |

- підстанції	— ПС;
- трансформаторні підстанції	— ТП;
- розподільний пункт	— РП;
- кабельні лінії	— КЛ;
- ремонтно-виробничі бази	— РВБ;
- ремонтно-механічні станції	— РМС;
- ремонтно-експлуатаційні пункти	— РЕП;
- аварійно-відновні роботи	— АВР;
- районні електричні мережі	— РЕМ;
- комплектні трансформаторні підстанції	— КТП;
- гарячий паропровід	— ГПП;
- холодний паропровід	— ХПП;
- конструкторське бюро	— КБ;
- циліндр високого тиску	— ЦВТ;
- циліндр середнього тиску	— ЦСТ;
- спецгідроелектромонтаж	— СГЕМ;
- гідроцех	— ГЦ;
- планово-технічний відділ	— ПТВ;
- відділ матеріального і технічного постачання	— ВМТП;
- гідроагрегат	— ГА;
- котло-турбінний цех	— КТЦ;
- міжремонтний період	— МРП;
- хімводоочистка	— ХВО;
- маслонапірна установка	— МНУ;
- головна парова засувка	— ППЗ.

## 4 Визначення

Прийняті в цих правилах терміни та визначення наведені в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1.

Термін	Визначення	Державний стандарт
1 Технічне обслуговування	Комплекс операцій або операція для підтримки справного стану чи працездатності об'єкта при використанні його за призначенням під час простою, зберігання і транспортування	ДСТУ 2960
2 Ремонт	Комплекс операцій для відновлення справного стану або працездатності об'єкта та відновлення ресурсів об'єктів чи їх складових частин	ДСТУ 2960
3 Установа	Комплекс взаємозв'язаного обладнання, який призначений для виробництва, передачі, розподілу або споживання енергії. <b>Примітка.</b> Установками на ТЕС є: котельна, паротурбінна, генератор із допоміжним обладнанням, головний трансформатор із допоміжним обладнанням	
4 Обладнання установки	Сукупність механізмів, машин, пристроїв, приладів, об'єднаних певною технологічною схемою в межах установки	
5 Система технічного обслуговування і ремонту обладнання, будівель і споруд електростанцій та мереж (СТОІР)	Сукупність взаємопов'язаних засобів, документації, технічного обслуговування та ремонту і виконавців, необхідних для підтримки і відновлення якості обладнання, будівель і споруд, що встановлені на електростанціях та мережах і входять в цю систему	
6 Модернізація діючого обладнання (модернізація)	Зміна конструкції діючого обладнання, яка забезпечує покращання його показників призначення, підвищення надійності, зниження енергетичних, матеріальних витрат і трудових ресурсів при експлуатації, технічному обслуговуванні та ремонті, а також з метою можливості застосування при експлуатації дешевших (недефіцитних) видів палива, сировини, матеріалів	
7 Реконструкція діючого обладнання (реконструкція)	Комплекс заходів для покращання функціонування обладнання або для використання його за новим призначенням шляхом значних змін, котрі торкаються принципової сутності конструкції, компоновки і технологічної схеми	

Продовження таблиці 4.1.

Термін	Визначення	Державний стандарт
<b>8</b> Експлуатація	Стадія життєвого циклу виробу, на якій реалізується, підтримується і відновлюється його якість. <b>Примітка.</b> Експлуатація виробу містить загалом його використання за призначенням, транспортування, зберігання, техобслуговування і ремонт	ГОСТ 25866
<b>9</b> Підконтрольна експлуатація	Експлуатація з метою одержання додаткової інформації	ГОСТ 25866
<b>10</b> Періодичність технічного обслуговування (ремонту)	Інтервал часу або напрацювання між даним видом технічного обслуговування (ремонту) і наступним таким же видом або іншим більшої складності. <b>Примітка.</b> Під видом технічного обслуговування (ремонту) розуміють технічне обслуговування (ремонт), який характеризується однією з ознак: стадією існування, періодичністю, обсягом робіт, умовами експлуатації, регламентацією тощо	
<b>11</b> Ремонтний цикл	Найкоротші повторювані інтервали часу або напрацювання виробу, протягом яких виконуються у певній послідовності у відповідності з вимогами нормативно-технічної документації усі встановлені види ремонту	ГОСТ 18322
<b>12</b> Тривалість технічного обслуговування (ремонту)	Інтервал часу, протягом якого виконується вручну або автоматично операція технічного обслуговування та (чи) ремонту об'єкта, включно з тривалістю затримок через незабезпеченість матеріальними ресурсами	ДСТУ 2860
<b>13</b> Запасна частина	Складова частина виробу, призначена для заміни такої ж частини, що знаходилась в експлуатації, з метою підтримання чи відновлення справності або працездатності виробу	ГОСТ 18322
<b>14</b> Обмінний фонд	Нові або завчасно відремонтовані вироби чи їх складові частини, які встановлюються на заміну аналогічних, що вимагають ремонту	
<b>15</b> Ремонтний фонд	Гранично допустимі величини річних витрат матеріальних, трудових і фінансових ресурсів на одиницю балансової вартості кожного виду основних фондів	

Продовження таблиці 4.1.

Термін	Визначення	Державний стандарт
16 Надійність	Властивість об'єкта зберігати в часі в установлених межах значення всіх параметрів, які характеризують здатність виконувати потрібні функції в заданих режимах та умовах застосування, технічного обслуговування, зберігання і транспортування. <b>Примітка.</b> Надійність є комплексною властивістю, яка залежно від призначення об'єкта і умов його застосування, має в собі безвідмовність, довговічність, ремонтпридатність та збережуваність чи певні поєднання цих властивостей	ДСТУ 2860
17 Ремонт-придатність	Властивість об'єкта бути пристосованим до підтримання і відновлення працездатного стану шляхом технічного обслуговування і ремонту	ГОСТ 27.00
<b>Види і методи технічного обслуговування і ремонту</b>		
18 Неплановий ремонт	Ремонт, який здійснюється у відповідності з вимогами нормативно-технічної документації	ГОСТ 18322
19 Позаплановий ремонт	Ремонт виробів, який здійснюється без попереднього призначення	ГОСТ 18322
20 Поточний ремонт	Ремонт, що виконується для забезпечення або відновлення працездатності виробу, і який полягає в заміні і (або) відновленні окремих частин	ГОСТ 18322
21 Поточний ремонт установки	Ремонт установки, що виконується для підтримання її техніко-економічних характеристик в заданих межах із заміною і (або) відновленням окремих складових частин і деталей, які швидко спрацьовуються. <b>Примітка.</b> Поточний ремонт обладнання (виробу) - згідно з ГОСТ 18322	
22 Середній ремонт	Ремонт, що виконується для відновлення справності і часткового відновлення ресурсу виробів із заміною або відновленням складових частин обмеженої номенклатури і контролем технічного стану складових частин, який виконується в обсязі, встановленому в нормативно-технічній документації. <b>Примітка.</b> Значення частково відновлюваного ресурсу встановлюється в нормативно-технічній документації	

Продовження таблиці 4.1.

Термін	Визначення	Державний стандарт
<b>23</b> Середній ремонт установки	<p>Ремонт установки, що виконується для відновлення її техніко-економічних характеристик до заданих значень із заміною і (або) відновленням складових частин обмеженої номенклатури.</p> <p><b>Примітка 1.</b> Значення техніко-економічних характеристик установки при середньому ремонті встановлюються в нормативно-технічній документації.</p> <p><b>Примітка 2.</b> Середній ремонт обладнання (виробів) - згідно з ГОСТ 18322</p>	
<b>24</b> Капітальний ремонт	<p>Ремонт, що виконується для відновлення справності і повного або близького до повного відновлення ресурсу виробу із заміною чи відновленням будь-яких його частин, включаючи базові.</p> <p><b>Примітка.</b> Значення, близьке до повного ресурсу, встановлюється в нормативно-технічній документації</p>	
<b>25</b> Капітальний ремонт установки	<p>Ремонт установки, що виконується для відновлення її техніко-економічних характеристик до значень, близьких до проектних із заміною і (або) відновленням будь-яких складових частин.</p> <p><b>Примітка 1.</b> Значення техніко-економічних характеристик установки при капітальному ремонті встановлюються в нормативно-технічній документації.</p>	
<b>26</b> Агрегатний метод ремонту	<p>Знеособлений метод ремонту, при якому несправні агрегати замінюються новими або заздалегідь відремонтованими.</p> <p><b>Примітка.</b> Під агрегатом розуміється складальна одиниця, яка посідає властивості повної взаємозаміни, незалежного складання і самостійного виконання певної функції у виробі різноманітного призначення, наприклад електродвигун, редуктор, насос тощо.</p>	ГОСТ 18322
<b>27</b> Заводський ремонт	<p>Ремонт транспортабельного виробу або його окремих складових частин на ремонтних підприємствах (ремонтних заводах) на основі застосування передової технології і розвинутої спеціалізації</p>	



Продовження таблиці 4.1.

Термін	Визначення	Державний стандарт
<b>Технологічна і ремонтна конструкторська документація</b>		
<b>Технологічна документація</b>		
<b>28</b> Технологічний документ	Графічний або текстовий документ, який окремо або в сукупності з іншими документами визначає технологічний процес або операцію виготовлення виробу	
<b>29</b> Карта вимірювань	Технологічний документ контролю, призначений для реєстрації результатів вимірювань контрольованих параметрів із зазначенням підписів виконавця операції, керівника ділянки і контролюючої особи	
<b>30</b> Карта реєстрації результатів випробувань	Документ, призначений для реєстрації умов, режимів і контрольованих параметрів при проведенні технологічних випробувань	
<b>30</b> Карта реєстрації результатів випробувань	Документ, призначений для реєстрації умов, режимів і контрольованих параметрів при проведенні технологічних випробувань	
<b>Ремонтна документація</b>		
<b>31</b> Технічні умови на капітальний ремонт	Нормативно-технічний документ, що містить технічні вимоги, показники і норми, котрим повинен відповідати конкретний виріб після капітального ремонту	
<b>32</b> Керівництво із капітального ремонту	Нормативно-технічний документ, що містить вказівки для організації і технології ремонту, технічні вимоги, показники, норми, котрим повинен відповідати конкретний виріб після капітального ремонту	
<b>33</b> Креслення ремонтні	Креслення, призначені для ремонту деталей, складальних одиниць, складання і контролю відремонтованого виробу, виготовлення додаткових деталей з ремонтними розмірами	

Продовження таблиці 4.1.

Термін	Визначення	Державний стандарт
<b>Технологія ремонту</b>		
<b>34</b> Засоби технологічного оснащення	Сукупність знарядь виробництва, необхідних для здійснення технологічного процесу	ГОСТ 3.1109
<b>35</b> Технологічне оснащення	Засоби технологічного оснащення, що доповнюють технологічне обладнання для виконання певної частини технологічного процесу. <b>Примітка.</b> Прикладами технологічного оснащення є: ріжучий інструмент, штампи, пристрої, калібри, пресформи, моделі, ливарні форми, стержневі ящики тощо.	ГОСТ 3.1109
<b>Контроль якості</b>		
<b>36</b> Справність	Стан об'єкта, за яким він здатний виконувати всі задані функції об'єкта	ДСТУ 2860
<b>37</b> Несправність	Стан об'єкта, за яким він не здатний виконувати хоч би одну із заданих функцій об'єкта	ДСТУ 2860
<b>38</b> Працездатний стан	Стан об'єкта, який характеризується його здатністю виконувати усі потрібні функції	ДСТУ 2860
<b>39</b> Непрацездатний стан	Стан об'єкта, за яким він не здатний виконувати хоч би одну з потрібних функцій	ДСТУ 2860
<b>40</b> Граничний стан	Стан об'єкта, за яким його подальша експлуатація неприпустима чи недоцільна, або відновлення його працездатного стану неможливе чи недоцільне	ДСТУ 2860
<b>42</b> Дефект	Кожна окрема невідповідність об'єкта встановленим вимогам	ДСТУ 2860
<b>43</b> Відмова	Подія, яка полягає у втраті об'єктом здатності виконувати потрібну функцію, тобто у порушенні працездатного стану об'єкта	ДСТУ 2860
<b>44</b> Випробування	Експериментальне визначення якісних і (або) кількісних характеристик властивостей об'єкта випробувань як результат дії на його функцію при моделюванні об'єкта. <b>Примітка.</b> Визначення включає оцінювання і (або) контроль	ГОСТ 16504
<b>45</b> Контрольні випробування	Випробування, які проводяться для контролю якості об'єкта	ГОСТ 16504
<b>46</b> Приймально-здавальні випробування	Контрольні випробування обладнання в період ремонту	ГОСТ 16504

## Продовження таблиці 4.1.

Термін	Визначення	Державний стандарт
<b>47</b> Програма випробувань	Організаційно-методичний документ, обов'язковий до виконання, що встановлює об'єкт, і мету випробувань, види, послідовність і обсяг здійснюваних експериментів, порядок, умови, місце й терміни проведення випробувань, забезпечення і звітність, а також відповідальність за забезпечення і проведення випробувань	ГОСТ 16504
<b>48</b> Методика випробувань	Організаційно-методичний документ, обов'язковий до виконання, який включає метод випробувань, засоби і умови випробувань, відбір проб, алгоритми виконання операцій для визначення однієї або декількох взаємозв'язаних характеристик властивостей об'єкта, форми подання даних і оцінку точності, достовірності результатів, вимоги техніки безпеки і охорони навколишнього середовища	ГОСТ 16504
<b>49</b> Технічний контроль (контроль)	Перевірка відповідності об'єкта встановленим технічним вимогам	ГОСТ 16504
<b>50</b> Контроль якості продукції	Контроль кількісних і (або) якісних характеристик властивостей продукції	ГОСТ 16504
<b>51</b> Приймальний контроль	Контроль продукції, за результатами якого приймається рішення про її придатність для постачання і (або) використання	ГОСТ 16504
<b>52</b> Енергокомпанія	Підприємства (об'єднання), що здійснюють виробництво, передачу і постачання електричної енергії	
<b>53</b> Підприємство теплових мереж	Підприємство, яке здійснює тепlopостачання від виробника до споживача	
<b>54</b> Підприємство електричних мереж	Підприємство, яке здійснює постачання електричної енергії від виробника до споживача	
<b>55</b> Основне обладнання	Обладнання, яке виконує основну технологічну функцію (котел, турбіна, генератор, трансформатор блочний)	
<b>56</b> Допоміжне обладнання	Обладнання, яке входить до системи забезпечення роботи основного обладнання	

## **5 Структура організації технічного обслуговування і ремонту обладнання, будівель і споруд електростанцій та мереж**

**5.1** Організація технічного обслуговування і ремонту обладнання електростанцій, теплових і електричних мереж, будівель і споруд електростанцій та мереж покладається на теплові і гідравлічні електростанції, підприємства теплових і електричних мереж.

**5.2** Структура організації технічного обслуговування та ремонту обладнання, будівель і споруд повинна раціонально поєднувати розвиток власного ремонтного персоналу підприємств з розвитком економічно обгрунтованого централізованого ремонту на рівні енергокомпанії, регіону і галузі.

**5.3** Вибір організаційної структури ремонту здійснюється безпосередньо на місцях із врахуванням умов, що склалися, ринкових відносин та перспективи розвитку регіону. При цьому остаточне рішення приймає компанія підприємств теплових та електричних мереж, електростанцій.

**5.4** Координацію в галузі збалансованого розвитку енергетики здійснюють Мінпаливенерго України та Державним підприємством "Національна енергетична компанія "Укренерго" (далі — ДП "НЕК "Укренерго").

**5.5** Мінпаливенерго України здійснює наступні функції:

**5.5.1** Розгляд за пропозиціями компаній та ДП "НЕК "Укренерго" і затвердження річних графіків та обсягів ремонтів основного обладнання.

**5.5.2** Погодження графіків і обсягів ремонту блоків 150-800 МВт, а також понад нормативної тривалості ремонту блоків 150-800 МВт і відхилень їх міжремонтного періоду від нормативу.

**5.5.3** Виконання заходів для створення резерву, підбору і рекомендації керівних кадрів, організації підвищення кваліфікації (перепідготовку) інженерних і робітничих кадрів.

**5.6** Ремонтні, монтажні, будівельні, науково-дослідні, проектні, конструкторсько-технологічні та інші підприємства і організації, що не входять в енергокомпанії, формують госпрозрахункові відносини з енергокомпаніями на договірних умовах.

**5.7** Електростанції, теплові і електричні мережі несуть відповідальність за технічний стан обладнання, будівель і споруд, виконання обсягів ремонтних робіт, які забезпечують стабільність встановлених показників експлуатації, повноту виконання підготовчих робіт, своєчасне забезпечення планованих обсягів ремонтних робіт запасними частинами і матеріалами, якість відремонтованого обладнання, будівель і споруд, а також за терміни і якість виконаних ремонтних робіт.

**5.8** Електростанції, теплові і електричні мережі здійснюють:

- забезпечення належного технічного стану обладнання, будівель та споруд і стабільності техніко-економічних показників його роботи;

- впровадження прогресивних систем управління ремонтом із застосуванням обчислювальної техніки на основі створення і розвитку відділів підготовки ремонтів;

- визначення обсягів і планування капітальних, середніх та поточних ремонтів, модернізації (реконструкції) обладнання, будівель і споруд;

- виконання ремонту за нормативами системи планово-попереджувального ремонту чи за технічним станом, при якому контроль технічного стану здійснюється з періодичністю і в обсязі, встановленими в НТД, а обсяги і терміни ремонту визначаються технічним станом обладнання, будівель та споруд;

- забезпечення проектно-кошторисною, нормативно-технічною, робочою конструкторською документацією заводів-виробників, іншою документацією;

- розробку, формування фондів нормативно-технічної, технологічної і робочої конструкторської документації заводів-виробників та іншої необхідної для ремонту документації;

- проведення разом з виконавцями (підрядними організаціями) технічної підготовки ремонту, організації і виконання ремонтних робіт, приймання з ремонту і оцінки якості;

- розподіл функцій виконавців шляхом організації відповідних підрозділів з організаційно-технічної підготовки проведення ремонту.

#### 5.9 Енергокомпанії здійснюють:

- організацію розробки перспективи розвитку енергоремонтного виробництва і модернізації обладнання на електростанціях, теплових і електричних мережах;

- розгляд висунутих підприємствами теплових і електричних мереж пропозицій з капітального, середнього і поточного ремонтів, модернізації обладнання, будівель і споруд, а також узгодження їх з ремонтними підприємствами;

- організацію випуску запасних частин, засобів механізації і заводського ремонту транспортабельного обладнання на виробничих базах ремонтних підприємств (ремонтних заводів), організацію кооперації їх діяльності;

- організацію і раціональне використання централізованого запасу (аварійного резерву) вузлів і деталей енергообладнання та його своєчасне поповнення і розширення;

- сприяння у вирішенні питань фінансування, матеріального і трудового забезпечення планових ремонтів на плановий рік і перспективу, а також аварійно-відновних робіт;

- контроль виконання графіка ремонту і модернізації обладнання, будівель і споруд, правильність витрачання підприємствами теплових і електричних мереж матеріальних ресурсів;

- розгляд потреб підприємств теплових і електричних мереж в матеріалах і запасних частинах, обладнанні і засобах механізації;

- організацію роботи з укладання підприємства теплових і електричних мереж прямих договорів з постачальниками на постачання матеріально-технічних ресурсів;

- розвиток ремонтних підприємств (ремонтних заводів) і їх виробничих баз;

- розробку і впровадження заходів на вдосконалення організації і технології ремонту обладнання, будівель і споруд, механізації ремонту;

- розвиток спеціалізації ремонтних робіт, залучення спеціалізованих підприємств і організацій на основі довгострокових погоджень;

- організацію підготовки галузевих документів нормативного характеру, скерованих на підвищення ефективності і розвитку ремонтної діяльності підприємств;

- розробку заходів щодо розвитку ремонтного персоналу, підготовки і підвищення його кваліфікації.

## **6 Склад витрат і кошторисно-технічна документація на ремонт і технічне обслуговування обладнання, будівель і споруд електростанцій та мереж**

### **6.1 До складу витрат належать:**

- витрати на технічне обслуговування, проведення поточного, середнього і капітального ремонтів, включаючи витрати на демонтаж та монтаж обладнання, що підлягає ремонту, і транспортування об'єктів ремонту;
- витрати на підготовку до ремонту та інші заходи, пов'язані з проведенням ремонту, включаючи витрати на розробку необхідної для ремонту технічної документації, проведення випробувань і налагодження обладнання;
- витрати на придбання необхідних для ремонту запасних частин і матеріалів, інструменту та устаткування, а також інших засобів і предметів праці, включаючи витрати на проведення їх вхідного контролю;
- витрати на модернізацію окремих вузлів і складових частин енергетичного обладнання;
- витрати на заміну спрацьованих механізмів і допоміжного обладнання, капітальний ремонт яких економічно недоцільний, але які є невід'ємними елементами основного обладнання як інвентарного об'єкта для нарахування амортизації, у вартість якого включена вартість цих механізмів і допоміжного обладнання.

**6.2** Для раціонального і економічного використання коштів на ремонт доцільним є створення та функціонування в енергокомпаніях інструкцій, положень та іншої документації, яка визначає вимоги і порядок формування, планування, розподілу, обліку та контролю за використанням цих коштів.

**6.3** Кошториси на ремонт обладнання складаються на основі діючих галузевих нормативних документів.

Кошториси складаються після затвердження:

- графіка ремонту і складання відомості обсягу робіт капітального, середнього, поточного ремонтів установки;
- графіка ремонту і складання відомості обсягу робіт капітального, середнього, поточного ремонтів основного обладнання установки;
- графіка ремонту і складання відомості обсягу робіт капітального, середнього, поточного ремонтів допоміжного і загальностанційного обладнання;
- графіка ремонту і відомості обсягу робіт ремонту обладнання теплової мережі;
- графіка ремонту і відомості обсягу робіт ремонту обладнання електричної мережі.

Зведений кошторис на всі види ремонту обладнання із визначеною вартістю робіт, послуг підрядних організацій, а також вартістю матеріалів і запасних частин із поділом за групами обладнання, що вказані в таблиці 6.1, складає енергокомпанія.

Енергокомпанія може залучити для складання кошторисів відповідну компетентну організацію.

Виконавці ремонту також за погодженням з енергокомпаніями можуть складати кошториси на обсяг ремонтних робіт з поділом кошторисної вартості за групами обладнання.

6.4 При зміні відомостей про обсяг робіт проводиться уточнення кошторисної вартості ремонту обладнання.

Затверджуються уточнені кошториси енергокомпанією не пізніше ніж до наступних планових термінів до здавання обладнання в експлуатацію:

- при тривалості ремонту до 30-ти днів - за 10 днів;
- при тривалості ремонту понад 30 днів - за 15 днів.

6.5 Розрахунки за виконані позапланові ремонти виконуються згідно з кошторисами.

6.6 Енергокомпанія веде з початку року облік витрат на ремонт за кожною групою обладнання, вказаною в таблиці 6.1.

Таблиця 6.1

**Перелік груп обладнання електростанцій, для якого проводиться розподіл річної суми витрат на капітальний ремонт**

Найменування групи обладнання	Склад обладнання
1	2
Котли парові стаціонарні	Котли електростанційні з допоміжним обладнанням, за винятком перерахованих нижче груп обладнання
Котли водогрійні теплофікаційні	Котли водогрійні теплофікаційні з усім допоміжним тепломеханічним обладнанням
Регенеративні повітропідігрівачі	Регенеративні повітропідігрівачі всіх котлів
Димососи	Димососи всіх котлів
Дуттєві вентилятори	Дуттєві вентилятори для всіх котлів
Млини і обладнання пиросистем	Млини, млинові вентилятори, інше обладнання і пилоповітропроводи пиросистем всіх котлів
Обладнання золовидалення	Шлакові транспортери, дробилки всіх котлів, багерні насоси, вимикаюча арматура, золо- і шлакопроводи
Обладнання зололовлювальне	Електрофільтри, скруббери або інші зололовлювальні пристрої всіх котлів
Трубопроводи високого тиску	Трубопроводи гострої пари і вторинного перегріву, живильні трубопроводи всіх установок енергоблоків
Арматура	Арматура високого і низького тиску пари, живильної води, конденсату і технічної води, всіх установок енергоблоків і загальностанційних трубопроводів вказаного призначення
Трубопроводи низького тиску	Трубопроводи пари низького тиску, конденсату, технічної води, всіх установок енергоблоків, загальностанційні трубопроводи вказаного призначення
Турбіни парові	Турбіни парові, включаючи маслосистему, регулювання і конденсатор

## Продовження таблиці 6.1.

1	2
Насоси живильні	Насоси живильні, включаючи насоси з турбоприводом з усім допоміжним обладнанням (крім арматури і електрообладнання) всіх установок енергоблоків
Насоси конденсаційні	Насоси конденсаційні всіх установок енергоблоків
Інші насоси	Насоси тепломережі, технічної води та інші
Обладнання циркуляційної системи	Насоси циркуляційні, обертові сітки, циркуловоди та інше обладнання берегових насосних, за винятком арматури, допоміжних насосів та електрообладнання
Система регенерації турбіни	Підігрівачі високого і низького тиску, дозатори, дренажні баки, трубопроводи відборів і дренажі всіх установок енергоблоків (за винятком арматури)
Система теплофікації	Бойлери, теплообмінники, баки, дозатори, трубопроводи відборів і тепломереж в машинному залі (за винятком арматури)
Обладнання хімоводоочищення	Посудини, трубопроводи, арматура та інше обладнання
Турбогенератори	Турбогенератори з допоміжним обладнанням
Синхронні компенсатори	Синхронні компенсатори з допоміжним обладнанням
Електродвигуни високої напруги	Електродвигуни напругою 3-6 кВ всіх робочих механізмів електростанції
Електродвигуни низької напруги	Електродвигуни напругою 0,4 кВ всіх робочих механізмів електростанції
Силові Трансформатори	Силові трансформатори
Вимикачі	Вимикачі розподільних пристроїв
Теплова автоматика і вимірювання	Обладнання і комунікація систем теплової автоматики і вимірювань
Турбіни гідравлічні	Турбіни гідравлічні з усім допоміжним обладнанням
Гідрогенератори	Гідрогенератори з допоміжним обладнанням



## **7 Система технічного обслуговування і ремонту технологічного обладнання електростанцій**

### **7.1 Загальні положення**

**7.1.1** Система технічного обслуговування і ремонту технологічного обладнання електростанцій передбачає виконання комплексу робіт, які проводяться з певною періодичністю і послідовністю, спрямованих на забезпечення справного стану обладнання, його надійної і економічної експлуатації, при оптимальних трудових і матеріальних витратах.

**7.1.2** Система технічного обслуговування і ремонту енергетичного обладнання складається із:

- технічної і нормативної документації, що визначає комплекс ремонтних дій для кожного типу обладнання з метою підтримування його справності і періодичного відновлення експлуатаційних показників, включаючи показники безпеки до вихідного або близького з ним рівня, періодичність таких дій та технологічні процеси технічного обслуговування (ТО) та ремонту, а також інші норми і правила проведення ТО і ремонту;
- засобів контролю технічного стану та випробувань кожного типу обладнання, а також засобів технологічного оснащення ТО і ремонту;
- ремонтних служб і ремонтних підприємств, які здійснюють ТО та ремонт обладнання, що знаходиться в експлуатації.

### **7.2 Технічне обслуговування обладнання електростанцій**

**7.2.1** Електростанції зобов'язані виконувати технічне обслуговування обладнання з метою підтримки його справності і (або) працездатності.

**7.2.2** Технічне обслуговування діючого обладнання електростанцій передбачає виконання комплексу операцій з огляду, контролю, змащення, регулювання, що не вимагають виведення його в ремонт, в тому числі:

- обхід за графіком і огляд працюючого обладнання для контролю стану і своєчасного виявлення дефектів;
- змащення деталей, заміна оглядових шибок, завантаження дробу і кульок, заміна бил молоткових млинів, очищення масляних, мазутних, повітряних і водяних фільтрів та відстійників, очищення решіток водоочисних споруд, трубних дощок конденсаторів і маслоохолодників, огляд і перевірка механізмів керування, підшипників, приводів арматури, підтягування сальників, регулювання обдувних, дробострумінних, газо- і пневмоімпульсних ультразвукових та електроімпульсних апаратів;
- обдування поверхонь нагрівання, усунення зашлакувань, присмоктувань, куріння, випарів, витоків води, мастил, газу і мазуту, обслуговування водомірних колонок, контроль та регулювання засобів вимірювань автоматичного регулювання ;
- нагляд за опорами, кріпленнями, показчиками положення трубопроводів та інші роботи щодо підтримки справного стану обладнання, яке знаходиться в експлуатації;
- огляд і перевірка обладнання при його знаходженні в резерві з метою виявлення і усунення відхилень від нормального стану та інших дефектів.

**7.2.3** Порядок технічного обслуговування обладнання, що знаходиться на складі електростанції, встановлюється електростанцією у відповідності з інструкціями зберігання і консервації обладнання та запасних частин.

Порядок технічного обслуговування обладнання і складових частин, які знаходяться в запасі, повинен відповідати вимогам експлуатаційних документів і технічним умовам на виріб.

При відсутності в експлуатаційній документації підприємства-виробника і в правилах технічної експлуатації (ПТЕ) вимог з технічного обслуговування допускається технічне обслуговування обладнання не проводити.

**7.2.4** Кожна електростанція повинна мати:

- встановлений перелік робіт з технічного обслуговування і періодичність (графік) їх виконання для кожного виду обладнання з урахуванням вимог заводу-виробника та місцевих умов;
- призначених відповідальних виконавців робіт з технічного обслуговування;
- запроваджену систему контролю з боку відповідальних виконавців за усуненням дефектів на закріпленому обладнанні та його роботою;
- оформлені журнали обліку технічного обслуговування на кожний вид обладнання, в які повинні вноситися дані про виконані роботи та виконавців за формами, рекомендованими ГОСТ 2.601.

**7.2.5** У вказані журнали рекомендується вносити наступну інформацію:

- виконання графіків технічного обслуговування;
- усунення поточних дефектів (завдання-виконання);
- ресурс роботи відповідальних деталей, їх спрацювання;
- результати вимірювань, оглядів;
- результати систематичних перевірок дотримання графіків технічного обслуговування і своєчасності запису в журналі.

Своєчасне виконання обсягів робіт, внесених в журнал обліку технічного обслуговування, повинно постійно контролюватися керівниками відповідних цехів.

Форма журналів не регламентована (рекомендована форма наведена в додатку 1).

Вказані документи повинні бути опрацьовані персоналом і знаходитись на робочих місцях.

Термін зберігання журналів - упродовж часу експлуатації даного обладнання з моменту здачі обладнання в експлуатацію після монтажу.

**7.3 Плановий ремонт обладнання електростанцій**

**7.3.1** Ремонт обладнання може бути плановим і неплановим.

**7.3.2** Плановий ремонт передбачає виведення в ремонт обладнання на основі вивченого аналізу ресурсу роботи деталей та вузлів у відповідності з вимогами чинних в галузі норм і нормативів.

**7.3.3** В неплановий ремонт обладнання виводиться, якщо воно в результаті раптової відмови перейшло в неприцездатний стан.

**7.3.4** Плановий ремонт поділяється на наступні види: капітальний, середній і поточний.

Ремонти проводяться на:

- обладнанні (котел, турбіна, генератор, трансформатор, насос, електродвигун, дизель, засувка, прилад тощо) як виробі машинобудівного виробництва;
- установках (котельна — котел з допоміжним обладнанням, турбіна, генератор з допоміжним обладнанням, головний трансформатор з допоміжним обладнанням, дизельна тощо) як сукупності обладнання, взаємозв'язаного в рамках певної технологічної схеми виробництва, перетворення, передачі, розподілу і споживання енергії.

**7.3.5** Вид ремонту установки визначається видом ремонту основного обладнання установки. Так, вид ремонту котельної установки визначається видом ремонту котла.

**7.3.6** Вид ремонту допоміжного обладнання може відрізнитись від виду ремонту основного обладнання установки, але виконується у термін, визначений ремонтом основного обладнання. Так, в період середнього або поточного ремонту котельної установки може виконуватися капітальний ремонт димососа.

**7.3.7** Порядок планування, періодичність і тривалість ремонту основного обладнання визначені в п.7.6.

**7.3.8** Порядок планування, періодичність і тривалість ремонту допоміжного обладнання встановлюється підприємством з урахуванням п.п.7.3.6, 7.6 та місцевих умов. При цьому періодичність ремонту повинна бути не меншою ніж 1 раз на рік.

Номенклатура, періодичність і вид ремонту допоміжного обладнання блочних ТЕС розробляється (переглядається) електростанціями на кожні п'ять років відповідно до місцевих умов.

**7.3.9** Електростанції розробляють номенклатуру і типовий обсяг капітального ремонту обладнання із включенням в нього обов'язкових регламентних робіт, що стосуються техніки безпеки, вибухо- і пожежної безпеки, безпеки експлуатації, екології, контролю металу тощо, наведених в додатку 2.

#### **7.4 Спеціалізація ремонту обладнання ТЕС**

**7.4.1** Специфіка ремонту, яка характеризується технічною складністю ремонту, великою номенклатурою обладнання, виконанням ремонту на місці встановлення обладнання з визначеною періодичністю та видами ремонту, вимагає спеціалізованої організації ремонту.

**7.4.2** Спеціалізована організація ремонту обладнання передбачає створення:

- спеціалізованих дільниць (бригад) і цехів ремонту окремих видів обладнання чи їх вузлів і деталей на електростанціях;
- ремонтних підприємств на електростанціях;
- спеціалізованих ремонтних підприємств, будівельно-монтажних організацій.

**7.4.3** Ремонтні підприємства електростанції спеціалізуються з наступних видів робіт:

- виконання капітальних, середніх і поточних ремонтів основного і допоміжного обладнання з усією номенклатурою робіт;
- виконання ремонту транспортабельного обладнання або його складових частин і деталей в заводських умовах на власних виробничих базах.

**7.4.4** Спеціалізовані ремонтні підприємства, будівельно-монтажні організації спеціалізуються на виконанні робіт з модернізації (реконструкції) основного обладнання.

**7.4.4.1** Котельне обладнання:

- модернізація (реконструкція) парових котлів з метою підвищення економічності, надійності, збільшення продуктивності пари, переведення на інший вид палива;
- заміна поверхонь нагрівання парових котлів, колекторів, пальників, відновлення ошипування екранних труб;
- заміна пакетів і ушільнень регенеративних повітропідігрівачів;
- ремонт барабанів котлів;
- ремонт головних трубопроводів пари і живильної води;
- ремонт установок очищення димових газів;
- ремонт і налагодження теплової автоматики та вимірjuвальних приладів;
- ремонт і реконструкція обмурівки і теплової ізоляції;
- захист елементів обладнання від спрацювання методом наплавлення, напилення і зміцнення;
- антикорозійні і котлоочисні роботи.

**7.4.4.2** Турбінне обладнання:

- модернізація (реконструкція) турбін і допоміжного обладнання з метою підвищення їх потужності, економічності, надійності, організації відборів, переведення на протитиск, погіршений вакуум тощо;
- капітальний і середній ремонт турбін усіх типів і потужностей та газотурбінних установок;

- ремонт, реконструкція, налагодження і випробування систем регулювання і захисту турбін;
- дослідження причин і усунення підвищеної вібрації;
- ремонт і заміна дефектних (спрацьованих) складових частин парових турбін і допоміжного обладнання;
- вирівнювання валів і дисків роторів;
- ремонт і реконструкція теплової ізоляції, включаючи знімання і встановлення металевих покриттів трубопроводів і трубопровідної арматури.

#### 7.4.4.3 Електротехнічне обладнання:

- модернізація турбогенераторів, гідрогенераторів і синхронних компенсаторів, систем охолодження роторів;
- капітальний ремонт і модернізація трансформаторів, автотрансформаторів і реакторів усіх типів потужністю понад 4000 кВА з частковою або повною заміною обмоток і ремонтом активної сталі магнітопроводів, а також повітряних вимикачів;
- капітальний і середній ремонт турбо- і гідрогенераторів усіх типів і потужностей;
- заміна (часткова, повна) обмоток роторів і статорів турбогенераторів, гідрогенераторів і синхронних компенсаторів усіх типів і потужностей;
- ремонт активної сталі статорів турбогенераторів, гідрогенераторів і синхронних компенсаторів;
- капітальний ремонт збудників із заміною (частковою, повною) обмоток якорів і заміною колекторів;
- капітальний ремонт, заміна обмоток і модернізація високовольтних електродвигунів;
- капітальний ремонт стаціонарних свинцево-кислотних акумуляторних батарей.

7.4.4.4 Капітальний ремонт і модернізація транспортабельного електротехнічного, тепломеханічного і компресорного обладнання в заводських умовах на виробничих базах.

7.4.5 Спеціалізовані ремонтні підприємства можуть виконувати капітальні, середні і поточні ремонти обладнання на електростанціях, де існують їх постійні дільниці.

7.4.6 Будівельно-монтажні організації залучаються до капітального ремонту і реконструкційних робіт на електростанціях за номенклатурою, яка включає:

- будівельно-монтажні роботи, пов'язані з модернізацією та реконструкцією обладнання (заміну барабанів і каркасів парових котлів, опорних конструкцій естакад паливоподачі, заміну золотопроводів, розширення золотодвалів);
- заміну базових частин обладнання (демонтаж старих і монтаж нових трубопроводів, заміну циліндрів парових турбін тощо);
- аварійно-відновні роботи на обладнанні (демонтаж пошкодженого обладнання, що не підлягає відновленню; встановлення нового обладнання замість пошкодженого);
- внутрішній і зовнішній огляд, ремонт, модернізацію димових труб, газоходів, градирень;
- антикорозійний захист трубопроводів теплових мереж, баків тощо;
- ремонт спеціальних приміщень, каналів, прямиків, кранів, металевих будівельних конструкцій і споруд, заміну деформованих несучих колон, каркасів котлів;
- ремонт тунелів гідроелектростанцій;
- ремонт доріг;
- спеціальні ремонтні роботи на спорудах гідроелектростанцій (ремонт тунелів, цементування, антикорозійні роботи тощо).

**7.4.7** Заводський ремонт повинен розвиватися на всіх рівнях в таких напрямках:

- найкраще використання існуючих виробничих потужностей за рахунок спеціалізації і збільшення змінності роботи, а також створення нових виробничих потужностей (з оснащенням відповідним обладнанням);
- розширення обсягу і номенклатури ремонту транспортабельного обладнання, вузлів, деталей;
- створення обмінного фонду виробів, вузлів і деталей та виконання на цій основі агрегатного ремонту обладнання;
- відновлення зношених поверхонь деталей і експлуатаційних властивостей (зносостійкість, термостійкість) на основі застосування нових технологічних процесів (наплавлення, газотермічне напилення тощо) і матеріалів.

**7.4.8** Організація заводського ремонту окремих видів обладнання або їх складових частин повинна базуватись на техніко-економічному обґрунтуванні, яке включає:

- аналіз ступеня взаємозаміни обладнання та їх складових частин і можливість їх знеособленого ремонту;
- оцінку кількості транспортабельних агрегатів і вузлів обладнання;
- оцінку наявності однотипного обладнання на електростанції для організації спеціалізованих робочих місць з визначеним технологічним ритмом;
- можливість більш повного діагностичного обстеження стаціонарними установками.

**7.4.9** Електростанції повинні створювати обмінний фонд агрегатів, вузлів і деталей обладнання на ремонтних підприємствах, встановлювати номенклатуру і нормативи обмінного фонду.

**7.4.10** Джерелами створення обмінного фонду виробів та їх складових частин є:

- комплекти, що постачаються разом з обладнанням;
- запасні частини централізованого постачання і місцевого виготовлення;
- вироби, вузли та деталі, відновлені після демонтажу.

## **7.5 Ремонтна документація**

**7.5.1** Ремонт обладнання повинен виконуватись у відповідності з вимогами конструкторської документації заводів-виробників, включаючи експлуатаційні і ремонтні документи, нормативно-технічну та технологічну документацію.

На кожній електростанції протягом перших трьох років експлуатації обладнання повинна бути складена ремонтна документація.

Електростанція організовує розробку ремонтної документації із залученням за договором ремонтних підприємств, конструкторських і конструкторсько-технологічних організацій.

**7.5.2** До ремонтних документів за ГОСТ 2.602 належать:

- керівництва з капітального ремонту, технічні умови на капітальний ремонт, ремонтні креслення, каталоги деталей і складальних одиниць, норми запасних частин, норми витрат матеріалів, відомість документів на ремонт.

**7.5.3** До нормативно-технічної документації згідно з ДСТУ 1.0 належать стандарти, технічні умови, правила.

**7.5.4** До технологічної документації належать документи, встановлені ГОСТ 3.1102.

Рекомендований перелік технологічних документів, що застосовуються при ремонті, наведений у додатку 3.

**7.5.5** Ремонтні документи повинні розроблятися на основі:

- робочої конструкторської документації;
- експлуатаційної документації;

- технологічної документації;
- аналізу ремонтпридатності обладнання та його складових частин;
- матеріалів з дослідження і вивчення несправностей, які виникають при випробуваннях і експлуатації обладнання даного типу і аналогічного обладнання інших типів;
- досвіду з ремонту аналогічного обладнання.

7.5.6 Ремонтні креслення повинні розроблятися згідно з ГОСТ 2.604. Допускається застосування ремонтних ескізів.

7.5.7 При ремонті необхідно дотримуватись вимог правил технічної експлуатації (ПТЕ), розпорядчих документів Мінпаливенерго України та технічної документації заводів-виробників.

Якщо в документації на ремонт є посилання на інші документи, вимоги останніх також обов'язкові для виконання.

7.5.8 При розробці ремонтної документації на ремонт необхідно керуватися вимогами робочої конструкторської документації заводів-виробників обладнання, а також попередньо розробленою чинною документацією на ремонт.

7.5.9 При підготовці капітального (середнього) ремонту основного устаткування енергоблоків розробляється проект виконання робіт, який містить наступні документи:

- відомість обсягу ремонту (у відповідності з вимогами п.п.7.7.3-7.7.5 і додатка 4);
- сітковий графік ремонту при підготовці капітального ремонту та лінійний графік при підготовці середнього ремонту;

- схему вантажопотоків;
- план розміщення складових частин обладнання і робочих місць (у відповідності з ГОСТ 12.3.002 і ГОСТ 12.3.009);

- програму виведення обладнання в ремонт (у відповідності з п.7.8.4);
- програму приймально-здавальних випробувань обладнання після ремонту (згідно з п.7.9.8);

- технологічну документацію (згідно з ЄСТД);
- конструкторську документацію на інвентарне рихтування, підмостки та інші пристрої для організації безпечного виконання робіт (ГОСТ 27321, ГОСТ 24258, Правила техніки безпеки при експлуатації тепломеханічного обладнання електростанцій і теплових мереж, затверджені Міненерго СРСР 5.11.83);

- конструкторську документацію на спеціальні (неінвентарні) вантажопідйомні пристрої (ГОСТ 12.2.003, ГОСТ 12.2.009, Правила будови і безпечної експлуатації вантажопідйомних кранів, затверджені Держнагляд-охоронпраці України 16.12.93, Наказ №128 від 1.06.94);

- конструкторську документацію на спеціальне оснащення (ГОСТ 12.2.003);
- інструкцію з контролю внутрішньої чистоти труб поверхонь нагрівання котлоагрегатів стосовно умов даного ремонту.

7.5.10 Для організації безпечного виконання ремонтних робіт повинна розроблятися, при необхідності, конструкторська документація на спорудження неінвентарного рихтування, підмостків, конструкторська документація на встановлення інвентарного рихтування, тимчасове закріплення конструкцій обладнання, спеціальних вантажопідйомних пристроїв, а також конструкторська документація на спеціальні вантажопідйомні пристрої.

Якщо закріплення спеціальних вантажопідйомних пристроїв передбачається безпосередньо на ремонтваному обладнанні або на несучих конструкціях будівель і споруд електростанції, відповідна конструкторська документація повинна бути погоджена і затверджена у встановленому порядку.

**7.5.11** На ремонт обладнання, крім вказаної документації, для забезпечення організації, управління, обліку і звітності при плануванні і підготовці ремонту, його виконанні і закінченні повинна застосовуватись організаційно-технічна документація (плани, графіки, відомості, акти, протоколи тощо).

Вимоги до застосування цих документів наведені в п.п.7.6-7.9.

Форми документів наведені в додатках 4-21.

## **7.6 Планування ремонту обладнання**

**7.6.1** Планування ремонту обладнання базується на вивченні і аналізі ресурсу роботи деталей і вузлів зі встановленими технічно і економічно обґрунтованими нормами та нормативами.

**7.6.2** Планування ремонту обладнання включає в себе розробку:

- перспективних графіків ремонту і модернізації (реконструкції) основного обладнання;

- річних графіків ремонту основного обладнання;

- річних і місячних графіків ремонту допоміжного, загальностанційного обладнання.

**7.6.3** Перспективний графік ремонту і модернізації (реконструкції) основного обладнання електростанції розробляється на п'ять років на основі матеріалів електростанції, і служить основою для планування трудових, матеріальних і фінансових ресурсів за роками планового періоду.

**7.6.3.1** Перспективний графік ремонту може щорічно корегуватися в залежності від обставин.

**7.6.3.2** В перспективному графіку (додаток 5) вказуються: найменування обладнання і станційний номер установки; рік передбачуваного ремонту; вид і тривалість ремонту на кожен рік; перелік основних спеціальних робіт і модернізації (реконструкції).

**7.6.4** Річний графік ремонту основного обладнання встановлює календарний час виведення в ремонт кожної установки (енергоблоку), тривалість ремонту, не враховуючи недільні і святкові дні, і планований обсяг робіт виконавців за формою, наведеною в додатку 6.

Річний графік розробляється на плановий рік у відповідності із затвердженим перспективним графіком з урахуванням технічного стану обладнання. При цьому в річний графік можуть бути внесені обґрунтовані зміни перспективного графіка як за видами ремонту, так і за їх тривалістю.

**7.6.5** Особливості розробки перспективних і річних графіків ремонту обладнання

**7.6.5.1** Кожна одиниця основного обладнання (котел, турбіна, генератор, трансформатор) повинна проходити один із видів ремонту — К, С, Т1 — щорічно, для чого електростанції і ремонтні підприємства зобов'язані планувати і проводити паралельно ремонти обладнання.

**7.6.5.2** Для енергоблоків ТЕС 150-800 МВт графіки розробляються на основі ремонтних циклів, видів і тривалості ремонту у відповідності з додатком 23.

**7.6.5.3** Для обладнання ТЕС з поперечними зв'язками і ГЕС графіки розробляються на основі ремонтних циклів, видів і тривалості ремонту у відповідності з додатком 24.

**7.6.6** Порядок обґрунтування капітального (середнього) ремонту енергоблоків тривалістю і періодичністю, відмінними від нормативних, наведений у додатку 25. Обґрунтування подаються електростанціями для узгодження в Мінпаливенерго України.

Для неблочного обладнання обґрунтування подають електростанції на затвердження в енергокомпанії разом із річним графіком ремонту.

**7.6.7** Енергокомпанії і електростанції можуть переводити окремі енергоблоки і установки на пробну експлуатацію з понаднормативною періодичністю капітальних ремонтів.

Порядок участі електростанцій в експерименті з пробної експлуатації енергоблоків і установок з понаднормативною періодичністю капітальних ремонтів наведений в додатку 26.

**7.6.8** При розробці графіка ремонту обладнання необхідно:

- перший капітальний ремонт серійних установок (енергоблоків) планувати з періодичністю, встановленою даними правилами і ПТЕ;
- перший капітальний ремонт головних установок (енергоблоків) планувати в терміни, визначені їх технічним станом і вимогами заводу-виробника. Гідроагрегати, які ввімкнені в роботу при напорах на 15-20% нижче від розрахункових (мінімальних), виводяться у капітальний ремонт через 1-2 роки після монтажу;
- перший капітальний (середній) ремонт серійних установок планувати з періодичністю, встановленою даними правилами, ПТЕ і вимогами заводу-виробника;
- ремонт корпусів котлів дубль-блоків планувати з одночасною зупинкою і пуском обидвох корпусів або зі зміщенням зупинки і пуску одного з корпусів, який визначається технологією ремонту.

**7.6.9** З метою зменшення одночасної чисельності ремонтного персоналу і скорочення тривалості ремонту основного обладнання при розробці графіків рекомендується:

- капітальний ремонт резервного допоміжного обладнання планувати в періоди між капітальними ремонтами основного обладнання;
- капітальний ремонт загальностанційного обладнання, вимкнення якого не обмежує робочу потужність електростанції, планувати на періоди між ремонтами основного обладнання;
- капітальний ремонт загальностанційного обладнання, вимкнення якого впливає на робочу потужність електростанції, планувати одночасно з ремонтом основного обладнання.

**7.6.10** Роботи з модернізації (реконструкції) можуть включатися в обсяг ремонту, якщо в період розробки річного графіка електростанція забезпечена технічною документацією на ці роботи, затвердженою у встановленому порядку, а також матеріалами, запасними частинами, комплектуючим обладнанням і укладеними договорами з термінами постачання не менш ніж за три місяці до початку ремонту.

**7.6.11** Порядок розроблення графіків ремонту

**7.6.11.1** Перспективний графік ремонту з великим обсягом робіт розробляє енергокомпанія на основі матеріалів, що подаються електростанціями за 15 місяців до початку запланованого періоду (додаток 27).

Узгоджений з виконавцями перспективний графік ремонтів, енергокомпанія подає на затвердження в Мінпаливенерго України за 12 місяців до початку запланованого періоду.

Мінпаливенерго України розглядає і затверджує перспективний графік ремонтів за 10 місяців до початку планового періоду.

**7.6.11.2** Електростанції розробляють і подають в енергокомпанії попередні річні графіки ремонту обладнання в такому обсязі: графіки капітального ремонту основного обладнання, графіки середнього і поточного ремонтів енергоблоків, сумарні дні простою в середньому і поточному ремонтах кожного турбоагрегату ТЕС з поперечними зв'язками і турбоагрегату ГЕС (додатки 28-30).

Енергокомпанії узагальнюють одержані матеріали і скеровують на узгодження НДЦ і Мінпаливенерго України зведений попередній річний графік ремонту обладнання.

НДЦ і Мінпаливенерго України на основі розрахунків балансів потужності в об'єднаній енергосистемі узгоджують попередні графіки ремонтів і направляють їх в енергокомпанії (електростанції) узгоджують з Мінпаливенерго України відхилення від



нормативів періодичності і тривалості ремонту енергоблоків, з підрядними організаціями - графіки ремонтів обладнання.

Енергокомпанії подають на затвердження Мінпаливенерго України уточнені річні графіки ремонту основного обладнання в наступному обсязі: графіки капітального ремонту основного обладнання з великими обсягами робіт, графіки середнього і поточного ремонтів енергоблоків, графіки середнього і поточного ремонтів основного обладнання ТЕС з поперечними зв'язками, якщо ремонт цього обладнання впливає на зменшення потужності.

Мінпаливенерго України разом з НДЦ України розглядає і узгоджує уточнені графіки ремонтів основного обладнання енергокомпаній, після чого Мінпаливенерго України оформляє ці матеріали у вигляді проекту щорічного ремонтного наказу і подає на затвердження керівництву Міністерства.

**7.6.11.3** Річні графіки ремонту загальностанційного і допоміжного обладнання узгоджують з графіком ремонту основного обладнання, погоджують за один місяць до планового року (до 1 грудня) з підрядними організаціями, що залучаються до виконання, та подають на затвердження головному інженеру електростанції.

У випадку, коли ремонт цього обладнання впливає на обмеження потужності, перелік ремонту затверджує енергокомпанія.

**7.6.12** Після видання наказу Мінпаливенерго України про зміни в річний графік ремонту енергоблоків зміни планової ремонтваної потужності можуть бути внесені лише з дозволу керівництва Мінпаливенерго України на основі подання енергокомпанії.

**7.6.13** Зміни у річний графік ремонту обладнання ТЕС з поперечними зв'язками і ГЕС без зміни планової ремонтваної потужності вносяться енергокомпаніями. У випадках, коли ремонт цього обладнання пов'язаний з обмеженням потужності, терміни ремонту затверджує енергокомпанія.

Всі зміни графіка ремонту обладнання повинні бути доведені до відома ремонтних підприємств і організацій, що залучаються до ремонту.

**7.6.14** При складанні звітності про виконання річного графіка капітального (середнього) ремонту енергоблока фактичну тривалість ремонту слід порівнювати з тривалістю ремонту, затвердженою наказом Мінпаливенерго України.

**7.6.15** Місячні графіки капітального і поточного ремонтів загальностанційного і допоміжного обладнання електростанцій складаються на основі річних графіків, погоджуються з виконавцями і затверджуються керівництвом електростанції. Місячні графіки допустимо складати у вигляді місячних планів робіт.

## **7.7 Підготовка до ремонту обладнання**

**7.7.1** Електростанції разом з ремонтними підприємствами і організаціями розробляють:

- перспективний план підготовки до ремонту в наступному п'ятиріччі після затвердження перспективного графіка ремонту, модернізації (реконструкції) обладнання (п.7.6.11.1);

- річний план підготовки до ремонту після погодження і затвердження річного графіка ремонту (п.7.6.11.2), але не пізніше 15 листопада року, що передує плановому;

- план підготовки до ремонту установки після погодження і затвердження відомості обсягу ремонту згідно з п. 7.7.3 і п. 7.7.5, але не пізніше ніж за два місяці до початку ремонту.

Перелік основних організаційно-технічних заходів з підготовки до ремонту наведений у додатку 31.

Ремонтні підприємства і організації розробляють, при необхідності, власні плани підготовки до ремонту у відповідності з планами електростанцій, прийнятими до виконання обсягами робіт і погодженою участю в матеріально-технічному забезпеченні ремонтних робіт.

**7.7.2** Якщо в обсяг капітального ремонту обладнання додають складні і трудомісткі спеціальні роботи або в період капітального ремонту обладнання планується виконання робіт з модернізації (реконструкції), то підготовка до капітального ремонту може бути розпочата в році, що передує плановому, а при необхідності, і раніше. При цьому найбільш трудомісткі підготовчі роботи, які вимагають значної чисельності ремонтного персоналу, повинні закінчуватись до початку ремонтної компанії планового року.

**7.7.3** Відомість обсягу ремонту установки електростанція передає на погодження виконавцям ремонту не пізніше ніж за три місяці до початку капітального (середнього) ремонту. Відомість обсягу ремонту повинна містити перелік запланованих ремонтних робіт кожної складової частини установки (енергоблоку). Форма відомості обсягу капітального (середнього) ремонту установки (обладнання) наведена у додатку 4 (в тексті для скорочення прийнято "відомість обсягу ремонту").

Можна використовувати інші форми відомості обсягу ремонту, розроблені для обробки інформації із застосуванням електронно-обчислювальної техніки, а також в залежності від способу визначення кошторисної вартості ремонту.

**7.7.4** При складанні відомості обсягу ремонту враховуються: обсяг і періодичність ремонту, норми і нормативи на виконання планових ремонтів обладнання; вимоги директивних документів (протиаварійних, експлуатаційних розпорядчих документів тощо), дані про пошкодження конкретного обладнання та його складових частин, причини ремонту, повторюваність дефектів; показники надійності аналогічного обладнання; дані передремонтних випробувань обладнання, результати визначення фактичного технічного стану обладнання, заходи щодо скорочення розриву потужності, виконання заходів щодо актів розслідування аварій, відмов у роботі.

**7.7.5** Уточнення з виконавцями обсягу ремонтних робіт повинно бути завершено не пізніше ніж за два місяці до початку ремонту, після чого відомість обсягу ремонту затверджується головним інженером електростанції.

Після затвердження відомості обсягу ремонту зміни туди можуть вноситись тільки за результатами випробувань до ремонту і виявлення дефектів обладнання, закінчення яких повинно передбачатись сітковим графіком ремонту не пізніше третини терміну тривалості ремонту, а також можуть вноситись вимоги директивних документів, виданих протягом двох місяців, що передують ремонту.

Всі зміни обсягу ремонту повинні бути погоджені з виконавцями ремонтних робіт і затверджені головним інженером електростанції.

**7.7.6** Заходи з підготовки за 15 днів до початку ремонту

**7.7.6.1** Електростанція, ремонтні підприємства і організації перевіряють виконання підготовчих робіт у відповідності з планом підготовки до ремонту і складають акт, а також графіки закінчення незавершених робіт.

Електростанція передає керівникові ремонту конструкторсько-технологічну документацію, формуляри, дані випробувань, проведених перед ремонтом, акти приймання-здавання установки, а також іншу технічну документацію.

**7.7.6.2** Кожне ремонтне підприємство і організація, що беруть участь в ремонті:

- визначають склад бригад (дільниць) з ремонту окремих вузлів (систем) обладнання за чисельністю, кваліфікацією і професіями у відповідності з сітковим графіком ремонту. При цьому повинна бути забезпечена повна зайнятість робітників протягом встановлених

графіком термінів виконання робіт, визначена форма оплати праці ремонтного персоналу з врахуванням прогресивних методів організації праці і стимулювання персоналу;

- формують персональний склад робітників і інженерно-технічних працівників;
- призначають керівників ремонту окремих видів обладнання у відповідності з обсягом робіт, прийнятим згідно з договором;
- перевіряють посвідчення зварників, стропальників, кранівників, дефектоскопістів і осіб інших спеціальностей на право виконання робіт при ремонті обладнання;
- забезпечують бригади (дільниці) технологічною документацією, інструментом і засобами проведення спеціальних ремонтних робіт. Проводять інструктаж робітників з технології ремонту.

**7.7.6.3** Електростанція визначає перелік вузлів і призначає відповідальних представників для участі у виявленні дефектів, підготовці технічних рішень, контролі якості, прийманні з ремонту вузлів і систем обладнання та відповідальних за матеріально-технічне забезпечення.

**7.7.7** Загальне керівництво ремонтом і координацію дій всіх ремонтних підприємств і організацій, які беруть участь в ремонті, здійснює заступник головного інженера електростанції з питань ремонту або особа, яка спеціально призначена електростанцією.

В окремих випадках, виходячи з місцевих умов, за згодою сторін, загальний керівник ремонту може бути призначений від ремонтної організації, що оформляється наказом електростанції.

Про рішення призначення електростанція і виконавці ремонту інформують один одного письмово.

Особа, яка здійснює загальне керівництво ремонтом, не є керівником робіт за загальним нарядом. Керівником робіт за загальним нарядом призначається особа згідно з п.4.1.11, "Правилами техніки безпеки з експлуатації тепломеханічного обладнання електростанцій і теплових мереж", затвердженими Міненерго СРСР в 1983 р.

**7.7.8** Не пізніше ніж за 10 днів до початку ремонту складається акт готовності електростанції, ремонтних підприємств і організацій до ремонту і направляється в енергокомпанію. Форма акта готовності наведена в додатку 7.

Акт готовності — це акт про виконання організаційних матеріальних заходів, інженерної підготовки та результатів передремонтних випробувань обладнання, який узгоджений з ремонтним підприємством відповідно до річного і місячного планів ремонту.

Акт готовності складає електростанція з обов'язковим залученням до його складання ремонтних підприємств (організацій), яким надає по одному примірнику такого акта.

**7.7.9** При неготовності енергообладнання до ремонту рішення про початок ремонту приймається енергокомпанією, Мінпаливенерго і НДЦ України за участю ремонтного підприємства, виходячи з умов завантаження ремонтного персоналу і наявності потужності в системі.

**7.7.10** До початку ремонтних робіт виробничі бригади повинні бути ознайомлені з загальним обсягом робіт, терміном ремонту і сітковим графіком, завданнями, що стоять перед кожною бригадою, схемою управління ремонтом, організацією інструментального і матеріально-технічного забезпечення, організацією прибирання робочих місць і конструкцій обладнання, транспортування сміття і відходів, системою оплати і стимулювання праці, заходами з техніки безпеки праці, протипожежними заходами тощо.

## **7.8 Виведення в ремонт і виконання ремонту**

**7.8.1** Початком ремонту енергоблоків, неблочних паротурбінних агрегатів, гідроагрегатів і трансформаторів вважається час вимкнення генератора (трансформатора) від мережі (враховується час, вказаний диспетчером енергокомпанії).

Початком ремонту парових котлів неблочних ТЕС вважається час вимкнення котла від станційного паропроводу гострої пари.

При виведенні основного обладнання в ремонт з резерву початком ремонту вважається час, вказаний диспетчером енергокомпанії у дозволі на виведення обладнання в ремонт.

**7.8.2** Початком ремонту допоміжного обладнання, ремонтваного окремо від основного і загальностанційного обладнання, є час виведення в ремонт, встановлений начальником зміни електростанції.

**7.8.3** Якщо установка виведена в ремонт достроково чи з запізненням відносно терміну, вказаного в затвердженому річному графіку ремонту, то планова тривалість ремонту зберігається, а час закінчення ремонту відповідно переноситься з коректуванням плану робочої потужності.

Виведення в ремонт достроково повинно здійснюватись за узгодженням з ремонтними підприємствами і організаціями, які беруть участь в ремонті.

**7.8.4** Виведення в ремонт установки повинно виконуватись згідно з програмою, затвердженою головним інженером електростанції. Програма повинна передбачати необхідні заходи.

**7.8.4.1** Проведення експлуатаційних випробувань здійснюються за спеціальною програмою, затвердженою у встановленому порядку.

Випробування повинні бути проведені не раніше ніж за місяць і не пізніше ніж за п'ять днів до виведення в ремонт.

Результати випробувань заносяться у відомості основних параметрів технічного стану установки, форма яких наведена в додатках 8-15.

**7.8.4.2** Прибирання установки зовні (майданчики обслуговування, зовнішня поверхня обладнання, трубопроводів, газо- і повітропроводи, пилопроводи тощо в межах установки) від пилу, золи і сміття; вилучення з робочих місць побічного обладнання, матеріалів тощо. Прибирання повинно бути виконане не пізніше ніж за два дні до зупинки.

При цьому остаточне прибирання котлоагрегатів, працюючих на пилувугільному паливі, повинно виконуватись після зупинки з розкладанням електросхем обладнання в термін, передбачений сітковим графіком, але не більш ніж три дні.

**7.8.4.3** Виробку палива в бункерах котла при його зупинці, обдування поверхонь нагрівання і струшування електродів електрофільтрів.

Зола і шлак з бункерів і льотків повинні бути опущені в ГЗВ і видалені на золівдвал.

**7.8.4.4** Примусове розхолодження турбіни при зупинці і, у випадку необхідності (за результатами передремонтних випробувань), промивання проточної частини під навантаженням.

**7.8.5** Функції персоналу електростанції після зупинки обладнання на ремонт

**7.8.5.1** Виконати всі вимкання, що забезпечують безпечні умови виконання робіт, згідно з правилами техніки безпеки.

Вимкання проводяться згідно з програмою, типовими бланками переключень і графіком, затвердженим головним інженером електростанції. У графіку повинні бути вказані особи, відповідальні за вимкання і час виконання.

При виконанні операцій із вимкнань електростанція повинна забезпечити можливість початку ремонтних робіт на вузлах і системах установки в терміни, передбачені сітковим графіком ремонту.

**7.8.5.2** Видати загальний наряд-допуск на ремонт обладнання.

**7.8.5.3** Встановити режим роботи підрозділів забезпечення (ЦРМ, компресорних, газогенераторних і кисневих станцій, складів, лабораторій тощо), а також вантажопідйомних і транспортних засобів (кранів, ліфтів тощо) у відповідності з графіком ремонту.

**7.8.6** Функції керівників робіт підприємств і організацій, які беруть участь в ремонті з початку виконання ремонтних робіт на обладнанні.

**7.8.6.1** Своєчасне видавання бригадам виробничих завдань.

**7.8.6.2** Контроль виконання виконавцями ремонту вимог НТД і (або) робочої конструкторської документації заводів-виробників, а також дотримання технологічної дисципліни.

**7.8.6.3** Контроль якості виконуваних ремонтних робіт.

**7.8.6.4** Дотримання виробничої і трудової дисципліни.

**7.8.6.5** Впровадження прогресивних форм організації і стимулювання праці.

**7.8.6.6** Забезпечення стабільності і достатньої кваліфікації ремонтного персоналу.

**7.8.7** Ремонтні підприємства і організації відповідають за терміни закінчення і якість ремонтних робіт, технологічну, виробничу і трудову дисципліну, а також за дотримання правил техніки безпеки і протипожежної безпеки, ведуть облік трудових і матеріальних ресурсів в межах зобов'язань, прийнятих за договором.

**7.8.8** Обов'язки відповідальних представників електростанції, призначених у відповідності з п.7.7.6.3

**7.8.8.1** Забезпечити виконання робіт із визначення параметрів технічного стану і брати участь у виявленні дефектів обладнання та в складанні актів дефектів.

Дефект — кожна окрема невідповідність встановленим вимогам.

Акт дефектів — документ, в якому відображені виявлені дефекти обладнання та його складових частин і який входить до складу звітних документів на ремонт.

Акти дефектів повинні складатися при проведенні будь-якого типу ремонту:

1) на обладнання в складеному вигляді за результатами передремонтних випробувань та відомості дефектів, виявлених в процесі експлуатації;

2) на складові частини обладнання в процесі ремонту.

**7.8.8.2** Форма акта дефектів наведена в додатку 16.

**7.8.8.3** Необхідність виконання запланованих і додаткових обсягів ремонтних робіт визначається обсягом та характером дефектів, які встановлені не пізніше третини терміну від початку ремонту .

Якщо виявлені дефекти вимагають додаткових обсягів робіт і за своїми трудовитратами перевищують планові терміни ремонту, то ТЕС подають в енергокомпанії обґрунтування для захисту збільшення тривалості терміну ремонту в Мінпаливенерго України.

**7.8.8.4** Приймати подане до здавання відремонтоване обладнання і проводити його випробування.

Випробування окремих видів обладнання, систем і механізмів в процесі ремонту до подання в приймальну комісію повинно проводитись у відповідності з діючими інструкціями з експлуатації і ПТБ, під безпосереднім керівництвом відповідального представника цеху, в віданні якого знаходиться випробовуване обладнання, за участю виконавців ремонту установки.

При випробуванні обладнання складаються протоколи, в тому числі на гідравлічні випробування у відповідності з додатком 17, закриття циліндрів у відповідності з додатком 18 і на перевірку внутрішньої чистоти і звуження перетину зварних стиків у відповідності з додатком 19 та інші приховані роботи, а також складаються інші документи, перелік яких встановлюється електростанцією за узгодженням з виконавцями ремонту.

**7.8.8.5** Вирішувати технічні питання, які виникають в ході ремонту, і координувати роботу з іншими підрозділами електростанції.

**7.8.8.6** В порядку, встановленому головним інженером електростанції, інформувати про хід ремонтних робіт.

**7.8.9** Електростанція протягом всього ремонту забезпечує:

- оперативність і належний рівень компетенції при вирішенні всіх організаційно-технічних питань, які виникають в процесі ремонту;
- контроль і облік використання ремонтного фонду у всіх напрямках діяльності, включаючи і створені резерви;
- чітка робота їдалень та інших закладів харчування і постачання питної води, душових, гардеробних, пунктів прання та ремонту спецодягу;
- чітка організація забезпечення бригад матеріалами і запасними частинами, а робочих місць — стисненим повітрям, електроенергією, киснем, ацетиленом, природним газом, технічною водою тощо разом з підприємствами і організаціями, які беруть участь в ремонті.

**7.8.10** Керівники робіт підприємств і організацій, які беруть участь в ремонті, разом з представниками електростанцій (п.7.7.6.3) повинні:

- здійснювати вхідний контроль якості матеріалів і запасних частин для ремонту;
- проводити оперативний контроль якості ремонтних робіт;
- контролювати відповідність відремонтованих складових частин і деталей вимогам НТД і конструкторської документації;
- перевіряти дотримання технологічної дисципліни (виконання вимог технологічної документації, якість оснащення, пристроїв та інструменту);
- забезпечувати в терміни, передбачені графіком ремонту, виявлення дефектів вузлів і деталей обладнання;
- за наявності дефектів, які виявлені в результаті передремонтних експлуатаційних випробувань, визначати обсяг додаткових ремонтних робіт для усунення виявлених дефектів.

**7.8.11** Електростанція разом з підприємствами і організаціями-виконавцями ремонту розглядає обсяг додаткових ремонтних робіт, можливість і терміни їх виконання, забезпечення необхідними матеріальними і трудовими ресурсами, а також приймає рішення про можливість виконання додаткових робіт в плановий термін або про необхідність оформлення матеріалів на продовження терміну ремонту.

Якщо електростанція, ремонтні підприємства і організації не прийняли погоджене рішення, то його приймає енергокомпанія.

**7.8.12** У випадках, коли виявлені дефекти з об'єктивних причин не можуть бути усунені в процесі ремонту в повному обсязі у відповідності з вимогами ремонтної технологічної і (або) конструкторської документації, електростанція разом з виконавцями робіт зобов'язана прийняти рішення про термін і порядок їх усунення.

**7.8.13** Матеріали на продовження планового терміну ремонту установки розглядаються в порядку, вказаному в додатках 25 і 26.

В обґрунтуванні продовження терміну ремонту електростанція вказує причини значної відмінності планового і фактичного обсягу ремонтних робіт.

**7.9** Приймання обладнання з ремонту, контроль і оцінка якості

**7.9.1** Приймання установок з капітального і середнього ремонту здійснює комісія, призначена наказом електростанції і очолювана її головним інженером.

Приймання обладнання, яке входить в склад установок (енергоблока), з капітального і середнього ремонту, а також всього обладнання з поточного ремонту здійснюють комісії, очолювані начальниками експлуатаційних цехів.

**7.9.2** Приймальна комісія здійснює:

- контроль документації, складений перед ремонтом, в процесі ремонту і після ремонту, яка відображає технічний стан обладнання і якість виконаних ремонтних робіт;

- попередню оцінку якості установок і обладнання після ремонту і якості виконаних ремонтних робіт;

- уточнення технічного стану установок і обладнання за даними експлуатації протягом місяця після ввімкнення під навантаження, а також за даними післяремонтних випробувань;

- остаточну оцінку якості установок і обладнання після ремонту і якості виконаних ремонтних робіт.

**7.9.3** Приймання установок (енергоблока) з капітального і середнього ремонту повинно проводитись за програмою, складеною експлуатаційним цехом, узгодженою з виконавцями і затвердженою головним інженером електростанції.

Програма приймання повинна передбачати:

- перелік приймально-здавальних випробувань установок, терміни і відповідальних за їх проведення;

- розробку програм приймально-здавальних випробувань установок, терміни і відповідальних за їх виконання;

- терміни і відповідальних за перевірку звітної ремонтної документації;

- терміни і відповідальних за випробування і приймання окремих видів обладнання;

- особливі умови приймання окремих видів обладнання з ремонту;

- інші заходи, пов'язані з проведенням приймально-здавальних випробувань.

**7.9.4** Керівники робіт підприємств і організацій, які беруть участь в ремонті, подають приймальній комісії необхідну документацію, складену в процесі ремонту, а саме:

- акт дефектів;

- відомість виконаного обсягу робіт;

- протокол технічного рішення з виявлених, але неусунених дефектів;

- протоколи випробувань, карти вимірювань;

- результати входного контролю, сертифікати на використані в процесі ремонту матеріали і запасні частини;

- протоколи випробування окремих видів обладнання, яке входить в установку;

- акти на приховані роботи;

- інші документи за погодженням з електростанцією і підприємством-виконавцем ремонту.

Документація подається в приймальну комісію не пізніше ніж за дві доби до закінчення ремонту. Її конкретний перелік повинен бути затверджений головним інженером електростанції.

**7.9.5** Комісія з приймання обладнання, яке входить в склад установки, очолювана начальником експлуатаційного цеху, починає свою роботу в процесі ремонту. Вона розглядає складену при цьому документацію, наведену в п.7.9.4, аналізує і готує її для подання в комісію з приймання установок, очолювану головним інженером електростанції.

**7.9.6** Після ремонту повинні бути проведені приймально-здавальні випробування установок і окремих систем для перевірки якості складання і регулювання, а також для перевірки експлуатаційних показників на відповідність встановленим вимогам.

**7.9.7** Приймально-здавальні випробування установки проводяться в два етапи: випробування при пуску і випробування під навантаженням.

Терміни проведення приймально-здавальних випробувань повинні забезпечувати своєчасне ввімкнення установки під навантаження згідно з графіком ремонту.

**7.9.8** Випробування повинні проводитись за програмою, затвердженою головним інженером електростанції і погодженою з виконавцем ремонту.

Програма приймально-здавальних випробувань повинна містити:

- при пуску — порядок проведення випробувань допоміжних систем обладнання установки, тривалість, відповідальних осіб і особливі вказівки, при необхідності;
- під навантаженням — перелік режимів і контрольованих параметрів, тривалість випробувань, осіб, відповідальних за проведення випробувань.

Програма повинна відповідати вимогам ПТЕ, інструкціям з експлуатації та чинним нормативним документам.

**7.9.9** За результатами огляду установки, випробувань, перевірки та аналізу поданої документації приймальна комісія дає дозвіл на пуск.

**7.9.10** Пуск установки здійснюється експлуатаційним персоналом після здавання виконавцями ремонту наряду-допуску на ремонт, за розпорядженням головного інженера електростанції.

Дозвіл на пуск оформляється в оперативному журналі начальника зміни електростанції.

**7.9.11** Перед пуском керівники робіт підприємств і організацій, які брали участь в ремонті, при необхідності, передають в письмовому вигляді керівництву експлуатаційного цеху вимоги, які обумовлюють особливості пуску і випробування при проведенні приймально-здавальних випробувань, але не суперечать ПТЕ.

Керівники робіт або призначені ними особи зобов'язані бути присутніми при пуску установки і контролю її роботи, не втручаючись при цьому в дії експлуатаційного персоналу.

Якщо в період пуску і випробування виявлені порушення в роботі обладнання або не враховуються особливості пуску і випробування, обумовлені керівниками робіт, то вони мають право вимагати змінити режим пуску і випробування або вимагати виконати зупинку установки.

**7.9.12** Закінченням капітального (середнього) ремонту вважається:

- для енергоблоків, парових турбін ТЕС з поперечними зв'язками, гідрогенераторів і трансформаторів — час ввімкнення генератора (трансформатора) в мережу (вважається час, вказаний диспетчером енергокомпанії);
- для парових котлів ТЕС з поперечними зв'язками - час ввімкнення котла до стаціонарного трубопроводу гострої пари;
- для енергоблоків ТЕС з двокорпусними котлами (дубль-блоків) - час ввімкнення енергоблока під навантаження з одним із корпусів котла. При цьому розпалювання і вмикання другого корпусу котла повинні відповідати графіку навантаження енергоблока, якщо затримка в ремонті не передбачена графіком ремонту.

Невиконання цієї умови розглядається як понадпланове простоювання дубль-блока ТЕС в капітальному (середньому) ремонті.

**7.9.13** Випробування обладнання під навантаженням проводяться: упродовж 24 годин — для обладнання ТЕС з поперечними зв'язками і ГЕС; упродовж 48 годин — для енергоблоків ТЕС з доведенням навантаження до номінального.

Для ГЕС, працюючих в піковому режимі при обмежених водних ресурсах, випробування під навантаженням можуть тривати декілька днів із сумарним напрацюванням 24 години, але не менш ніж три години на день.

**7.9.14** Випробування під навантаженням повинні проводитись при номінальних параметрах пари і основному паливі на електростанціях, номінальних напорах і витратах води на гідроелектростанціях і постійній або почерговій роботі всього допоміжного обладнання за нормальною експлуатаційною схемою з доведенням навантаження до номінального.

Якщо номінальні навантаження і параметри не можуть бути досягнуті з незалежних від електростанції причин, то граничні навантаження і параметри встановлюються головним інженером електростанції за погодженням з енергокомпаніями та обумовлюються в акті приймання-здавання.



Якщо за умовами роботи електростанції вмикання обладнання під навантаження не здійснюється, то воно приймається без випробування під навантаженням. При цьому рішення про виведення обладнання в резерв приймає технічне керівництво енергокомпанії та електростанції. Керівництво електростанції і виконавець ремонту в цьому випадку повинні узгодити додаткові умови приймання обладнання, що визначають порядок, терміни проведення виробувань під навантаженням, порядок і обсяг участі виконавця ремонту у випробуваннях тощо.

**7.9.15** Якщо виявлені дефекти вимагають у відповідності з ПТЕ або інструкціями з експлуатації негайної зупинки, то ремонт вважається незакінченим до усунення цих дефектів і повторного проведення приймально-здавальних випробувань.

При виникненні в процесі приймально-здавальних випробувань порушень нормальної роботи окремих складових частин обладнання (систем), котрі не вимагають негайної зупинки, питання про продовження приймально-здавальних випробувань повинно вирішуватись в залежності від характеру порушень головним інженером електростанції за погодженням з виконавцем ремонту.

При цьому виявлені дефекти усуваються виконавцем ремонту в терміни, погоджені з електростанцією.

Якщо приймально-здавальні випробування обладнання під навантаженням переривались для усунення дефектів, то закінченням ремонту повинен вважатись час останнього в процесі випробувань ввімкнення під навантаження.

**7.9.16** Якщо протягом приймально-здавальних випробувань не були виявлені дефекти або виявлені дефекти не вимагають негайної зупинки, то приймальна комісія приймає рішення про приймання з ремонту установки (енергоблоку).

**7.9.17** Приймання з ремонту складових частин основного обладнання, що входить в установку, повинно оформлятися актом приймання-здавання.

Акт приймання-здавання затверджується головним інженером електростанції або іншою особою, призначеною наказом електростанції.

Акт приймання-здавання складається на приймання з ремонту одного виду чи марки обладнання, на групу окремих видів обладнання, що входять в установку, або різних складових частин основного обладнання, що ремонтуються одним ремонтним підприємством, його підрозділом або підрозділом електростанції.

До акта приймання-здавання обладнання, що входить в установку, повинні бути додані протоколи, довідки, відомості та інші документи, складені виконавцем ремонту разом із Замовником, в тому числі:

- перелік робіт, виконаних понад заплановані обсяги;
- перелік невиконаних робіт, передбачених погодженою відомістю обсягу робіт, і причини їх невиконання;
- перелік директивних документів Мінпаливенерго України і заводів-виробників, вимоги яких виконані в процесі ремонту;
- документація на виконані роботи з модернізації обладнання;
- перелік робіт, виконаних з відхиленнями від встановлених вимог, причини відхилень тощо;
- ТУ, ремонтні креслення на ремонт.

Акт приймання-здавання обладнання є основним звітним документом виконавця ремонту про виконаний ним обсяг ремонтних робіт обладнання установки.

**7.9.18** Приймання з ремонту установки повинно оформлятися актом приймання-здавання згідно з формою додатка 20, а обладнання - актом приймання-здавання за формою додатка 21.

Акт приймання-здавання є основним звітним документом електростанції і характеризує технічний стан установки в цілому.

7.9.19 Акти приймання-здавання з ремонту установки і обладнання, що входить в неї, підписуються протягом п'яти днів після закінчення приймально-здавальних випробувань.

7.9.20 Після закінчення приймально-здавальних випробувань починається підконтрольна експлуатація відремонтованого обладнання, яка завершується через 30 календарних днів з моменту вмикання обладнання під навантаження.

Тривалість підконтрольної експлуатації може бути продовжена за погодженням з Мінпаливенерго України.

7.9.21 В період підконтрольної експлуатації повинна бути закінчена перевірка роботи обладнання на всіх режимах, проведені випробування і налагодження всіх систем.

Налагоджувальні роботи повинні виконуватись за окремими програмами, погодженими до початку ремонту з підприємствами і організаціями, які беруть участь у їх виконанні.

7.9.22 Допустимо в період підконтрольної експлуатації передбачати зупинку обладнання для контролю стану відремонтованих відповідальних складових частин; для виконання регулювання і налагодження, в тому числі вібраційного, балансування валопроводу турбоагрегату у власних підшипниках. Час і тривалість зупинки погоджуються з енергокомпанією і НДЦ України.

Необхідність зупинки для виконання зазначених робіт повинна бути передбачена в акті приймання-здавання установки з ремонту, і при цьому зупинка не впливає на оцінку якості виконаних ремонтних робіт.

7.9.23 За результатами підконтрольної експлуатації заповнюються відомості параметрів технічного стану обладнання.

Форми відомостей параметрів технічного стану наведені в додатках 8-15.

7.9.24 При прийманні обладнання з ремонту приймальна комісія повинна провести оцінку якості ремонту, яка включає:

- оцінку якості відремонтованого обладнання;
- оцінку якості виконаних ремонтних робіт.

7.9.25 Оцінка якості відремонтованого обладнання характеризує технічний стан обладнання після ремонту і його відповідність вимогам НТД.

Оцінка якості відремонтованої установки і енергоблока проводиться на основі НТД, які містять:

- наведені енергетичні характеристики;
- критерії і межі безпечного стану в обсязі інструкції з експлуатації;
- вимоги вибухо- і пожежної безпеки для даного типу обладнання.

Оцінка якості ремонту вузлів, механізмів проводиться в обсязі технічних умов на ремонт.

Для окремих видів встановленого на електростанції обладнання допустимою, за погодженням з енергокомпанією, є зміна деяких встановлених в НТД параметрів технічного стану, які не впливають на безпеку експлуатації. При цьому повинно бути встановлено, що доведення параметрів до нормативних неможливе або економічно недоцільне.

7.9.26 Обладнанню, що приймається із ремонту в експлуатацію, може бути встановлена одна з наступних оцінок якості:

- відповідає вимогам НТД;
- відповідає вимогам НТД з певними обмеженнями.

**Примітка.** До НТД, в якій наведені вимоги до відремонтованого обладнання, належать стандарти, технічні умови і керівництва з ремонту, конструкторська документація, ПТЕ, нормативні експлуатаційні техніко-економічні характеристики.

Оцінка "відповідає вимогам НТД" встановлюється, якщо:

- усунені всі виявлені дефекти деталей і складальних одиниць обладнання;
- вимоги НТД, що визначають якість обладнання, виконані;
- приймально-здавальні випробування показали, що пуск, навантаження, робота обладнання на різних режимах відбувається у відповідності з вимогами інструкцій з експлуатації;

- значення показників технічного стану перебувають на рівні нормативних.

Оцінка "відповідає вимогам НТД з певними обмеженнями" встановлюється, якщо:

- частина вимог НТД до відремонтованого обладнання не виконана;
- не усунені деякі дефекти, з якими обладнання може тимчасово працювати;
- є зауваження до роботи обладнання на різних режимах;
- значення деяких показників технічного стану нижчі від нормативних, проте приймальна комісія приймає рішення про тимчасову експлуатацію обладнання.

Обладнання, відремонтоване з оцінкою "відповідає вимогам НТД з певними обмеженнями", допускається до експлуатації з обмеженим терміном подальшого використання. При цьому повинен бути розроблений план заходів щодо усунення виявлених недоліків і встановлені терміни їх виконання.

**7.9.27** Оцінка якості ремонту встановлюється для кожного виду відремонтованого обладнання, включеного в акти приймання-здавання з ремонту (п.п.7.9.17, 7.9.18).

Оцінка якості основного обладнання (котел, турбіна, реактор тощо) встановлюється за найгіршою оцінкою якості їх відремонтованих частин.

**7.9.28** Якщо в період підконтрольної експлуатації обладнання виявлені дефекти, котрі можуть призвести до аварійних наслідків, або робота обладнання на будь-яких режимах характеризується відхиленням від допустимих параметрів і подальша експлуатація у відповідності з вимогами ПТЕ неможлива, то обладнання повинно бути виведене з експлуатації і йому встановлюється оцінка "не відповідає вимогам НТД". В актах приймання-здавання вказати, які вимоги не дотримані. Це обладнання підлягає повторному ремонту. Повторний ремонт повинен бути проведений у найкоротші терміни, узгоджені у встановленому порядку, за рахунок підприємства, з вини якого відбувся повторний ремонт. Після усунення невідповідностей вимогам НТД проводиться повторне приймання обладнання з ремонту і встановлюється нова оцінка якості відремонтованого обладнання.

**7.9.29** Оцінка якості відремонтованої установки, як правило, встановлюється за оцінкою якості основного обладнання з урахуванням оцінок якості, встановлених допоміжному обладнанню, яке може обмежити потужність, економічність і надійність установки в цілому в процесі подальшої експлуатації.

**7.9.30** Оцінка якості виконаних ремонтних робіт характеризує організаційно-технічну діяльність кожного підприємства або організації, а також електростанції.

За якість виконаних ремонтних робіт може бути встановлена одна з наступних оцінок:

- відмінно;
- добре;
- задовільно;
- незадовільно.

**7.9.31** Оцінка якості ремонту виконаних ремонтних робіт встановлюється кожному підприємству в межах виконаного ним обсягу ремонту обладнання, який відповідає акту приймання-здавання згідно з п.7.9.17, з урахуванням виконання підприємством основних і додаткових вимог.

**7.9.31.1** До основних вимог належать:

1) виконання погодженої відомості обсягу ремонту, уточненої за виявленими дефектами;

2) досягнення нормативних техніко-економічних показників;

3) виконання ремонтним персоналом вимог НТД на ремонт обладнання та його складових частин в межах обсягу робіт даного ремонтного підприємства або організації та відсутність оцінок якості "відповідає вимогам НТД з певними обмеженнями", встановлених відремонтованому обладнанню з вини підприємства або організації;

4) відсутність зупинок обладнання протягом терміну підконтрольної експлуатації з вини виконавця ремонту, за винятком необхідності однієї зупинки котла чи корпусу котла на термін до трьох діб, для усунення дефектів зварювання стиків труб, виявлених в період підконтрольної експлуатації, при обсязі зварювання 1000 стиків і більше, а також за винятком необхідності зупинок, передбачених в п.7.9.22.

**7.9.31.2** До додаткових вимог належать:

- наявність необхідного комплексу ремонтної документації;
- застосування необхідного технологічного оснащення, пристроїв та інструменту, передбачених технологічною документацією, і відповідність їх параметрів паспортним даним;
- застосування в процесі ремонту перевірених приладів і засобів контролю і контрольно-вимірювального інструменту;
- відповідність виконаних технологічних операцій, в тому числі контрольних, вимогам технологічної документації;
- виконання вхідного контролю матеріалів і запасних частин, які застосовуються при ремонті.

**7.9.32** Оцінка "відмінно" встановлюється при виконанні всіх основних і додаткових вимог.

Оцінка "добре" встановлюється при виконанні всіх основних вимог і частковому виконанні (не менш ніж 50%) додаткових вимог.

Оцінка "задовільно" встановлюється при виконанні всіх основних вимог і частковому виконанні (менш ніж 50%) додаткових вимог.

Оцінка "незадовільно" встановлюється при невиконанні однієї чи більше із основних вимог.

Оцінки якості виконаних ремонтних робіт повинні враховуватись в показниках преміювання і в договорах в розділі "Особливі умови".

**7.9.33** Якщо ремонтний персонал електростанції безпосередню ремонтує обладнання, то оцінка якості відремонтованого обладнання йому встановлюється в такому ж порядку, що й для ремонтних підприємств.

У випадку, якщо ремонтний персонал електростанції не виконує ремонтних робіт на обладнанні, то електростанції встановлюється оцінка якості виконаних ремонтних робіт установки за організаційно-технічну діяльність. Ця оцінка вказана в акті приймання-здавання за формою додатка 21. При цьому основними вимогами для електростанції замість перелічених в п.7.9.31.1 є відсутність:

- оцінки якості "відповідає вимогам НТД з певними обмеженнями" з вини електростанції;
- невиконання запланованого обсягу ремонту внаслідок незабезпечення необхідними матеріалами і запасними частинами, через помилки встановлення дефектів і неправильне визначення технічного стану обладнання до ремонту і в процесі ремонту;
- порушення вимог ПТЕ та інструкцій з експлуатації в процесі пуско-налагоджувальних робіт, приймально-здавальних випробувань і підконтрольної експлуатації;
- інших причин, встановлених комісією з приймання установки.

Додаткові вимоги і критерії встановлення оцінок — згідно з п.7.9.31.2 і п.7.9.32.

Оцінки якості ремонтів повинні бути враховані електростанцією в показниках преміювання персоналу електростанції.

**7.9.34** Оцінка якості ремонту обладнання, що входить в установку, встановлюється:

- попередньо — після закінчення приймально-здавальних випробувань;
- остаточно — за результатами підконтрольної експлуатації, але не пізніше ніж три дні після її закінчення.

Оцінка якості ремонту установки в цілому встановлюється за результатами підконтрольної експлуатації.

**7.9.35** Якщо за умовами роботи електростанції відремонтоване обладнання не вмикається під навантаження після ремонту, то оцінка якості ремонту встановлюється за результатами технічного контролю і випробувань, проведених в процесі ремонту, а також приймально-здавальних випробувань при пуску (на холостому ході), згідно з умовами, узгодженими електростанцією і виконавцем ремонту.

Остаточна оцінка якості встановлюється після вмикання під навантаження і проведення підконтрольної експлуатації впродовж 30 днів з моменту вмикання під навантаження.

**7.9.36** У випадку, якщо електростанція вважає необхідним за результатами підконтрольної експлуатації змінити попередню оцінку якості, вона зобов'язана повідомити про це підприємство-виконавця ремонту з обов'язковим зазначенням причин зміни оцінки якості і викликати його для прийняття погодженого рішення.

Якщо електростанція після закінчення підконтрольної експлуатації не повідомила про зміну попередньої оцінки якості, то попередня оцінка вважається остаточною.

Повідомлення про зміну оцінки електростанція повинна дати не пізніше трьох днів після закінчення підконтрольної експлуатації.

**7.9.37** Підприємства і організації-виконавці ремонту повинні гарантувати відповідність відремонтованого обладнання вимогам НТД на ремонт протягом встановлених термінів і (або) напрацювання з моменту вмикання під навантаження при дотриманні електростанцією правил транспортування, зберігання і експлуатації.

При відсутності в НТД на ремонт величин гарантійного терміну експлуатації (напрацювання) або при відсутності НТД на ремонт, гарантійний термін експлуатації повинен бути встановлений не менш ніж 12 місяців з моменту ввімкнення обладнання під навантаження, але не більш ніж 18 місяців після закінчення ремонту.

Гарантійні зобов'язання повинні бути обумовлені в акті приймання-здавання з ремонту обладнання установки.

Впродовж гарантійного терміну ремонт проводить виконавець, якщо несправності виникли з його вини, і за його (виконавця) кошти.

**7.9.38** Гарантійний термін експлуатації або (і) гарантійне напрацювання можуть відзнятися від вказаних в п.7.9.37 або не встановлюватись:

- при порушенні електростанцією договірних умов з виконання погоджених обсягів робіт і на забезпечення ремонту матеріалами та запасними частинами, фондотримачем яких вона є;

- якщо з незалежних від виконавця ремонту причин для ремонту були застосовані матеріали і запасні частини, що не відповідають вимогам ремонтної документації.

Гарантійні зобов'язання не вступають в дію, якщо порушення працездатності обладнання виникло не з вини виконавця ремонту або викликане прихованими дефектами, які не могли бути виявлені засобами і методами, передбаченими в НТД на ремонт.

Гарантійні зобов'язання виконавця ремонту припиняються, якщо на обладнанні протягом гарантійного терміну експлуатації проводиться ремонт без його участі або без погодження з ним.

**7.9.39** Виконавець після закінчення ремонту до моменту закінчення підконтрольної експлуатації повинен подати електростанції звітну документацію на відремонтоване ним обладнання.

Після закінчення підконтрольної експлуатації обладнання електростанція в 10-денний термін повинна повністю оформити і зброшурувати звітну документацію з проведеного ремонту.

**7.9.40** Через 15 днів після підконтрольної експлуатації на обладнання, відремонтоване в капітальному або середньому ремонті, електростанція скеровує в енергокомпанію:

- акти приймання-здавання установок з ремонту;
- відомості параметрів технічного стану установок;
- відомість запланованого і виконаного обсягу робіт.

**7.9.41** Документи про скорочення тривалості ремонту обладнання та інші документи, спрямовані на стимулювання ремонтного персоналу, видаються за результатами підконтрольної експлуатації відремонтованого обладнання.

Стимулювання персоналу за дострокове закінчення ремонту повинно проводитись тільки при умові отримання остаточної оцінки якості "відмінно" і "добре".

## **8 Система технічного обслуговування і ремонту засобів теплової автоматики та вимірювань на теплових електростанціях і в теплових мережах**

### **8.1 Загальні положення**

**8.1.1** Даний розділ Правил розповсюджується на засоби ТАВ, що експлуатуються на ТЕС і в теплових мережах, в тому числі:

- пристрої, призначені для автоматичного регулювання, дистанційного і автоматичного керування запірними і регулюючими органами, технологічного захисту, блокування і сигналізації;

- засоби вимірювань теплотехнічних, фізичних, хімічних і механічних параметрів;

- пристрої технологічної сигналізації і функціонально-групового керування приводами і механізмами;

- інформаційні, керуючі і обчислювальні машини (комплекси).

**8.1.2** Даний розділ Правил встановлює:

- систему технічного обслуговування і ремонту засобів ТАВ;

- ремонтну документацію;

- порядок планування і проведення технічного обслуговування, ремонту;

- порядок приймання з ремонту, контролю і оцінки якості відремонтованих засобів ТАВ і виконаних ремонтних робіт.

**8.1.3** Основним завданням системи технічного обслуговування і ремонту засобів ТАВ є підтримання їх справного стану і працездатності з метою забезпечення в процесі експлуатації технологічного контролю і захисту тепломеханічного обладнання ТЕС і теплових мереж, керування цим обладнанням, надійності і економічності його роботи.

**8.1.4** Система передбачає планування, підготовку і проведення наступних видів робіт:

- технічного обслуговування;

- поточного ремонту;

- капітального ремонту.

### **8.2 Технічне обслуговування**

**8.2.1** Склад і періодичність технічного обслуговування засобів ТАВ встановлені документами, перелік яких наведений в додатку 22. Для інших пристроїв склад і періодичність технічного обслуговування повинні встановлюватись тепловими електростанціями і тепловими мережами на основі заводської документації і досвіду експлуатації.

### **8.3 Плановий ремонт**

**8.3.1** Плановий ремонт ділиться на поточний і капітальний.

**8.3.2** Необхідність поточного ремонту та його обсяг повинні визначатись за результатами контролю технічного стану обладнання ТАВ, що здійснюється при його технічному обслуговуванні і при усуненні відмов в роботі, а для засобів вимірювань також і перед їх державною або відомчою перевіркою.

**8.3.3** Обсяг капітального ремонту повинен визначатись за результатами виявлення дефектів складових частин пристрою при повному його розбиранні.

**8.3.4** Періодичність виконання капітального ремонту засобів ТАВ встановлена документами, наведеними в додатку 22. Для інших пристроїв періодичність капітального ремонту повинна встановлюватись тепловими електростанціями і тепловими мережами на основі заводської документації і досвіду експлуатації.

#### **8.4 Спеціалізація технічного обслуговування і ремонту**

**8.4.1** Цехи ТАВ ТЕС і служба вимірювань, налагодження і випробувань (СВНВ) теплових мереж повинні:

- виконувати всі види робіт, передбачені системою технічного обслуговування і ремонту засобів ТАВ;
- усувати відмови в роботі апаратури, що виникають в процесі експлуатації;
- проводити роботи з модернізації і реконструкції систем контролю і керування обладнання;
- виконувати налагодження засобів ТАВ;
- при необхідності брати участь сумісно з науковими і проектно-конструкторськими організаціями у випробуваннях і освоєнні головних зразків нової техніки в галузі автоматизації енергообладнання;
- створювати банк технічної документації (керівництв і технічних умов, інструкцій заводів-виробників, креслень щитів, пультів, їх монтажно-комутаційних схем тощо);
- складати заявки на матеріали і запасні частини, здійснювати контроль за їх правильним витрачанням;
- впроваджувати передові методи праці і нові досконалі форми організації ремонту, в тому числі і автоматизовані системи управління.

**8.4.2** Служба теплової автоматики (СТА) і метрологічна служба (МС) енергокомпанії повинні:

- здійснювати заходи щодо вдосконалення системи технічного обслуговування і ремонту засобів ТАВ на ТЕС і в теплових мережах;
- оформляти заявки на запасні частини і матеріали для ремонту;
- контролювати розподіл запасних частин;
- організовувати виготовлення спеціального ремонтного оснащення;
- розробляти пропозиції з організації заводського (централізованого) ремонту.

**8.4.3** Заводський ремонт засобів ТАВ проводиться на основі стабільної технології розвинутої спеціалізації із створенням відповідного обмінного фонду.

Заводський ремонт повинен здійснюватись при умові техніко-економічної доцільності, яка визначається з урахуванням кількості однотипних засобів ТАВ, що підлягає ремонту, і його транспортабельності.

#### **8.5 Ремонтна документація**

**8.5.1** Технічне обслуговування, поточний і капітальний ремонт засобів ТАВ (підготовка і проведення) повинні виконуватись згідно з керівництвами з капітального ремонту і технічними умовами на ремонт, перелік яких наведений у додатку 32, чинними галузевими нормами і нормативами, перелік яких наведений у додатку 33, а також із врахуванням монтажно-експлуатаційних інструкцій заводів-виробників засобів ТАВ.

Технічне обслуговування, поточний і капітальний ремонт засобів ТАВ виконують цехи теплової автоматики і вимірювань (ЦТАВ) електростанцій і теплових мереж.

#### **8.6 Планування технічного обслуговування і ремонту**

**8.6.1** Цехи ТАВ ТЕС і СВНВ теплових мереж повинні щорічно складати графіки технічного обслуговування і ремонту засобів ТАВ, а також плани робіт з модернізації систем контролю і керування обладнання, які затверджуються головним інженером підприємства.

Плани, які складаються СТАВ і МС, затверджуються головним інженером енергокомпанії.



**8.6.2** На основі щорічних графіків і планів ЦТАВ, СВНВ повинні визначати необхідну чисельність ремонтного персоналу, потреби в матеріалах і запасних частинах, а також здійснювати контроль за дотриманням нормативної періодичності проведення технічного обслуговування і ремонту засобів ТАВ і виконанням робіт із модернізації і реконструкції систем контролю та керування обладнання.

**8.6.3** Розробка графіків технічного обслуговування і ремонту засобів ТАВ повинна враховувати наступне:

- технічне обслуговування засобів ТАВ виконує персонал ЦТАВ, СВНВ ТЕС і теплових мереж;
- капітальний і поточний ремонт засобів ТАВ виконує ремонтний персонал ЦТАВ, СВНВ ТЕС і теплових мереж;
- при наявності заводського ремонтного підрозділу капітальний ремонт засобів ТАВ, в основному, повинен виконуватись у цьому підрозділі.

**8.6.4** Для організації ремонту засобів ТАВ ТЕС і теплових мереж повинні створювати обмінний фонд технічних засобів автоматизації, який забезпечує:

- оперативну заміну протягом року засобів ТАВ кожного типу, що вийшли з ладу у процесі експлуатації, і які входять до складу штатних систем теплотехнічного контролю, автоматичного регулювання, дистанційного керування, технологічних захистів, блокувань і сигналізації теплоенергетичного обладнання (річний експлуатаційний запас відновних і невідновних засобів ТАВ), планову заміну протягом року засобів кожного типу, які відпрацювали свій ресурс, для передачі їх в капітальний ремонт (річний ремонтний запас відновних засобів ТАВ);

- можливість проведення капітального ремонту засобів ТАВ зі встановленою для них періодичністю (до 6-7 років), в той час як при відсутності обмінного фонду періодичність ремонту засобів ТАВ вимушено прирівнюється до періодичності ремонту основного обладнання (4—5 років);

- ритмічну роботу і рівномірне завантаження ремонтного персоналу впродовж всього року, можливість чіткого планування трудових і матеріальних ресурсів на ремонт засобів ТАВ.

**8.6.5** При проведенні ремонту засобів ТАВ обсяг і вартість ремонту визначається у відповідності з вимогами ГКД 34.05.502 або протоколом договірної ціни.

## **8.7 Приймання з ремонту, контроль і оцінка якості**

**8.7.1** Приймання засобів ТАВ з ремонту повинно виконуватись окремо за кожною функціональною групою засобів: автоматичного регулювання, дистанційного керування, технологічного контролю, інформаційних, обчислювальних, керуючих машин тощо.

**8.7.2** Приймання з капітального ремонту всього обсягу засобів ТАВ установки (енергоблока, котла, турбіни, окремого виду обладнання) повинно здійснюватись на етапі приймально-здавальних випробувань під навантаженням цієї установки при прийманні її з ремонту.

При позитивному результаті випробування засобів ТАВ на працюючому обладнанні їх ремонт вважається закінченим і повинна даватись попередня оцінка якості відремонтованих засобів ТАВ і виконаних ремонтних робіт.

Остаточна оцінка якості відремонтованих засобів ТАВ і виконаних ремонтних робіт повинна даватись за результатами їх підконтрольної експлуатації в складі відремонтованої установки.

**8.7.3** Основні показники при контролі і оцінці якості відремонтованих засобів ТАВ і виконаних ремонтних робіт.

**8.7.3.1** Відповідність технічного стану приладів, апаратури керування, сигналізації і захистів, внутрішньої та зовнішньої комутації, кабельних зв'язків і трубних провідок вимогам нормативно-технічних документів на ремонт і монтаж, правилам технічної експлуатації і заводським інструкціям.

**8.7.3.2** Результати проведення наступних контрольних операцій:

- вимірювальні прилади ввімкнені в роботу і при цьому перевірені цілісність вимірювальних ліній і справність датчиків, надійна робота кінематики реєструючих і контактних пристроїв, правильність установок захистів і сигналізації;

- схеми керування електроприводами запірних і регулюючих органів випробувані в роботі, в тому числі перевірені точність встановлення кінцевих вимикачів, робота сигналізації, положення запірних органів і покажчиків положення регулюючих органів, робота електроприводів за командами з кіл захисту та блокувань;

- системи автоматичного регулювання (САР) перевірені діями задавача, регулюючим органом тощо, які викликають відхилення регульованих технологічних параметрів, контрольованих САР;

- технологічні захисти і блокування випробувані і перевірені шляхом імітації спрацювання датчиків з дією через вихідні реле схем захисту на виконавчі пристрої;

- системи функціонально-групового керування перевірені від імітаторів у всіх технологічних режимах, передбачених технічним завданням на систему.

**8.7.3.3** Зовнішній вигляд і чистота приладів та апаратури щитів, пультів і складених приладів (відсутність подряпин і пошкоджень пофарбування, пилу і бруду).

**8.7.3.4** Справність дверей і замків складених приладів, панелей і пультів.

**8.7.3.5** Наявність протоколів перевірки і налагодження апаратури, карт налаштування регуляторів, паспортів вимірювальних приладів або документів, які замінюють паспорти.

**8.7.4** Оцінку якості ремонту встановлює комісія, яка приймала засоби ТАВ з ремонту:

- "відмінно" — при відсутності зауважень;

- "добре" — при виявленні недоліків, які можуть бути усунені впродовж 24 годин;

- "задовільно" — якщо усунення виявлених недоліків вимагає більше 24 годин.

**8.7.5** На роботи, які виконують ремонтні підприємства енергокомпанії та інші організації, повинен встановлюватись гарантійний термін експлуатації (напрацювання), тривалість якого визначається НТД на ремонт приладів ТАВ. Незалежно від результатів підконтрольної експлуатації засобів ТАВ і остаточної оцінки якості відповідальність в період дії цього гарантійного терміну у всіх випадках непланових зупинок технологічного обладнання, скорочення встановленої періодичності ремонту, аварій і браку, що зумовлені дефектами засобів ТАВ через порушення вимог нормативно-технічної і технологічної документації, повинен нести підрозділ ремонтного підприємства, який виконав ремонт.

**8.7.6** Проведення ремонту повинно реєструватися в документації ЦТАВ. Якщо ремонт виконувала підрядна організація, то його виконання повинно оформлятися ще й актом приймання-здавання за формою, наведеною в додатку 34.

**8.7.7** Гарантійні зобов'язання підрядної організації, яка виконувала ремонт, повинні бути обумовлені в акті приймання-здавання засобів ТАВ з ремонту.

## 9 Система технічного обслуговування і ремонту теплових мереж

### 9.1 Загальні положення

**9.1.1** Система технічного обслуговування та ремонту обладнання, будівель та споруд теплових мереж (далі - мереж) є сукупністю організаційно-технічних заходів із спостереження, нагляду і всіх видів ремонтів, що здійснюються у встановленому плановому порядку.

Ця система передбачає виконання комплексу робіт, спрямованих на забезпечення справного стану мереж, надійної та економічної їх експлуатації при оптимальних трудових і матеріальних витратах, а саме:

- виконання операцій з огляду, контролю, випробування, усунення дефектів, які не вимагають виведення в ремонт мереж;
- проведення діагностичного обстеження і аналізу пошкодженого обладнання мереж та встановлення на основі цих даних оптимальних термінів ремонтів;
- впровадження прогресивних форм організації і управління ремонтом;
- впровадження передових методів ремонту, комплексної механізації і передової технології;
- широке запровадження спеціалізації ремонтних робіт;
- своєчасне забезпечення ремонтних робіт матеріалами, запасними частинами і комплектуючим обладнанням;
- контроль якості робіт, які виконуються в процесі ремонту;
- аналіз параметрів технічного стану мереж до і після ремонту.

**9.1.2** Організація технічного обслуговування і ремонту технологічного обладнання, теплової автоматики, захисту, засобів вимірювань, пристроїв диспетчерського управління та зв'язку, виробничих будівель і технологічних споруд мереж (систем централізованого теплопостачання) покладається на підприємство теплових мереж.

Теплові мережі — це транспортування тепла трубопроводами від теплоджерела (ТЕЦ) до систем централізованого теплопостачання.

**9.1.3** Підприємство теплових мереж несе відповідальність за технічний стан обладнання, будівель і споруд, виконання нормативних термінів періодичності та обсягів ремонтних робіт, які забезпечують стабільні показники експлуатації і надійність теплопостачання, а також якість відремонтованого обладнання, будівель та споруд, терміни і якість виконання робіт.

**9.1.4** В обов'язки підприємства теплових мереж входить:

- організація технічного обслуговування і ремонту мереж;
- контроль технічного стану обладнання, будівель і споруд;
- визначення обсягу і планування поточних і капітальних ремонтів обладнання, будівель і споруд;
- забезпечення ремонту фінансуванням, проектно-кошторисною документацією, матеріальними і трудовими ресурсами (власними або шляхом залучення підрядних організацій), погодження ними обсягів і термінів виконання ремонтних робіт;
- проведення разом з виконавцями технічної підготовки ремонту, організації і виконання ремонтних робіт, приймання з ремонту і оцінка якості.

**9.1.5** Технічне обслуговування обладнання, будівель і споруд мереж виконує персонал підприємства теплових мереж.

**9.1.6** Поточний і капітальний ремонт обладнання, будівель і споруд мереж можуть виконуватися:

- персоналом підприємства теплових мереж;

- ремонтними підприємствами енергокомпанії;
- спеціалізованими ремонтними і будівельно-монтажними підприємствами.

**9.1.7** Спеціальні ремонтні роботи виконуються ремонтними і будівельно-монтажними підприємствами.

**9.1.8** Ремонтні і будівельно-монтажні підприємства будь-якої відомчої підпорядкованості є відповідальними за терміни і якість виконання робіт в узгоджених обсягах та у відповідності з договором.

## **9.2 Технічне обслуговування**

**9.2.1** Підприємство теплових мереж зобов'язане здійснювати технічне обслуговування мереж з метою підтримання їх справного і працездатного стану між ремонтами.

**9.2.2** Технічне обслуговування обладнання мереж передбачає виконання наступних робіт, а саме:

- огляд обладнання за затвердженими графіками;
- спостереження за роботою теплопроводів, контрольно-виміральної апаратури, пристроїв автоматики, СДТУ і захистів, електротехнічного обладнання, пристроїв захисту від електрохімічної корозії та інших елементів обладнання, своєчасне усунення всіх зауважених дефектів;
- усунення втрат тепла від наповнення каналів і камер водою, проникнення ґрунтових і поверхневих вод в камери і канали; своєчасне виявлення і відновлення зруйнованої теплової ізоляції;
- видалення повітря з теплопроводів через повітряники, ліквідація присмоктувань повітря в мережі, підтримання необхідного надлишкового тиску в усіх точках мережі і системах споживачів;
- вживання заходів для запобігання, локалізації та усунення несправностей і аварій в мережах;
- проведення за графіком випробувань мереж на гідравлічну щільність, розрахункову температуру, теплові і гідравлічні втрати, наявність потенціалів блукаючих струмів тощо;
- здійснення контролю за технічним станом тепломеханічного обладнання теплових пунктів та його регулюванням;
- проведення контролю стану будівельно-ізоляційних конструкцій, теплової ізоляції і трубопроводів в підземних прокладаннях мереж з допомогою профілактичних планових шурфувань, термографічного обстеження стану теплотрас із застосуванням "тепловізора" та інших методів діагностування.

**9.2.3** Технічне обслуговування будівель і споруд мереж передбачає виконання робіт згідно з п.11.2.

**9.2.4** Підприємство теплових мереж повинно мати:

- встановлений склад робіт із технічного обслуговування та періодичність (графік) їх виконання для кожного виду обладнання з урахуванням вимог заводу-виробника і місцевих умов;
- призначені відповідальні виконавці робіт із технічного обслуговування;
- запроваджену систему контролю з боку відповідальних виконавців за усуненням дефектів на закріпленому обладнанні та його роботою;
- заведені журнали технічного обслуговування за видами обладнання, в які повинні заноситись дані про виконані роботи із технічного обслуговування і виконавців за формою, наведеною в додатку 1.

Персонал повинен ознайомитись із зазначеними документами.

Своєчасність проведення і виконаний обсяг робіт при технічному обслуговуванні підлягають постійному контролю.

### **9.3 Плановий ремонт**

**9.3.1** Ремонт обладнання теплових мереж є комплексом технічних заходів, спрямованих на підтримання чи відновлення початкових експлуатаційних якостей як для мережі в цілому, так і для її окремих складових.

**9.3.2** Плановий ремонт мереж може бути капітальний і поточний.

**9.3.3** Періодичність планового ремонту визначають конструктивні особливості мережі, якість застосованих матеріалів і будівельно-монтажних робіт, рівень експлуатаційно-технічного обслуговування діючих мереж тощо.

**9.3.4** Поточний ремонт — це комплекс технічних заходів, спрямованих на відновлення гідравлічної щільності теплопроводів, своєчасне запобігання передчасному старінню окремих елементів обладнання і конструкцій мережі, ліквідація дрібних несправностей та пошкоджень.

**9.3.5** Поточний ремонт мереж проводиться щорічно за графіком після закінчення опалювального сезону.

**9.3.6** Графік ремонтних робіт повинен бути складений, виходячи з одночасного ремонту трубопроводів мережі і теплових пунктів, а також ревізії та ремонту головних засувок і витратомірних пристроїв на виводах теплоджерел.

**9.3.7** Для проведення поточного ремонту вся мережа може бути поділена на окремі ділянки для можливості виконання робіт у терміни, погоджені з міськими житловими організаціями.

**9.3.8** Підприємство теплових мереж щорічно складає графік поточного ремонту теплової мережі, погоджує зі всіма зацікавленими підприємствами. **9.3.9** При проведенні поточного ремонту виконуються наступні роботи:

- заміна окремих труб;
- зварювання чи підварювання окремих стиків труб і свищів;
- заміна окремих ділянок трубопроводів, спускників, повітряників, байпасів і перемичок;
- розкривання і ревізія запірної, дренажної, повітроспускної та регулюючої арматури (засувки, вентилів, регулюючих, зворотних запобіжних і редуційних клапанів), ремонт цієї арматури із заміною окремих деталей, притирання дисків чи золотників; добивання або заміна сальникових ущільнень, заміна прокладок та підтягування різьбових з'єднань сальникових ущільнень і фланцевих з'єднань;
- ревізія та дрібний ремонт електричних, електромагнітних і гідравлічних приводів засувки, а також регулюючої арматури, електродвигунів насосів і пускової апаратури до них без заміни деталей;
- розкриття і очищення болотників, фільтрів і акумуляторних баків;
- частковий ремонт теплової ізоляції;
- усунення нещільностей, частковий ремонт або заміна окремих елементів будівельних конструкцій камер і каналів, обробка горловин пошкоджених люків;
- заміна ходових скоб, ремонт та заміна сходів і майданчиків в мережах;
- очищення попутних дренажів і водовипусків;
- ревізія та ремонт перекачувальних насосів;
- ревізія і ремонт арматури на перекачувальних насосних станціях;
- ремонт елементів електрообладнання;
- ремонт пристроїв контролю, апаратури автоматики, регулювання, захисту, телевізювання та їх заміна;

- ремонт елементів електрохімічного захисту трубопроводів від корозії;
- відновлення пофарбування металоконструкцій;
- комплексне випробування насосних станцій перед початком опалювального сезону для визначення якості ремонту, правильності роботи всього тепломеханічного та електротехнічного обладнання, засобів контролю, автоматики, телемеханіки і захисту.

**9.3.10** Капітальний ремонт — це комплекс робіт, при проведенні яких відновлюються зношене обладнання і конструкції, або вони замінюються на міцніші і економічніші, що значно поліпшує експлуатаційні якості відремонтованих мереж.

**9.3.11** Капітальний ремонт здійснюється в літній період у відповідності з графіком, складеним для кожної магістралі і району мережі в цілому, погодженим з місцевими органами влади та затвердженим енергокомпанією.

Капітальний ремонт може виконуватись в будь-який період року при умові забезпечення споживачів тепловою енергією.

**9.3.12** Капітальний ремонт мереж виконується з періодичністю один раз на 15 років. При плануванні ремонту мереж із періодичністю, нижчою за нормативну, повинні бути подані обґрунтовуючі документи (аварійні акти, акти інструментального обстеження мереж, статистика та аналіз пошкоджень, накази, циркуляри тощо).

**9.3.13** Перелік основних робіт, які проводяться при капітальному ремонті теплових мереж, наведений у додатку 35.

## **9.4 Технічне переозброєння і реконструкція**

**9.4.1** Технічне переозброєння — це комплекс технічних заходів із підвищення техніко-економічного рівня продуктивності підприємства теплових мереж на основі впровадження передової техніки і технології, автоматизації та механізації виробництва, модернізації і заміни застарілого та фізично зношеного обладнання на нове, продуктивніше.

**9.4.2** Реконструкція — це перелаштування об'єктів підприємства теплових мереж, будівництво нових споруд і будівель замість ліквідованих, подальша експлуатація яких визнана недоцільною, внесення значних змін, що торкаються принципової суті конструкції, компоновки, технологічної схеми.

**9.4.3** Метою технічного переозброєння і реконструкції є:

- збільшення пропускної здатності теплопроводів;
- підвищення надійності роботи обладнання;
- підвищення надійності теплопостачання споживачів;
- збільшення відпускання тепла;
- скорочення витрат живильної води;
- скорочення теплових втрат;
- зниження матеріаломісткості обладнання;
- зниження собівартості транспортування тепла;
- доведення показників роботи обладнання до нормативних;
- забезпечення росту продуктивності праці;
- економія ресурсів, включаючи витрати електроенергії на транспортування тепла;
- поліпшення умов праці персоналу.

**9.4.4** Підставою для проведення заходів із технічного переозброєння і реконструкції є оцінка технічного стану і техніко-економічного рівня об'єкта в цілому (тепломагістраль, насосно-перекачувальна станція, теплогерело) чи окремого виду обладнання шляхом експертного обстеження теплопроводів і обладнання мереж на основі паспортної документації, виконавчих креслень, за експлуатаційними даними, за даними діагностування, яка визначається за такими критеріями:

- відповідність споруд чинним нормам проектування;

- відповідність вимогам (параметрам) нормальних аварійних режимів;
- зміна (погіршення) показників надійності, вищий рівень пошкодження у порівнянні із середньостатистичними даними та встановленими в нормативно-технічній документації (НТД);
- показники ресурсу, терміну служби;
- наявність дефектів, які неможливо усунути при ремонтах;
- частіші (у порівнянні з НТД) ремонти;
- наявність (випуск) нового аналогічного обладнання з параметрами, які забезпечують отримання значного економічного ефекту;
- зміна (погіршення) технічного стану обладнання, виявлена при виконанні інструментального обстеження.

**9.4.5** Приблизний перелік робіт, які виконуються при технічному переозброєнні і реконструкції мереж:

- заміна фізично зношених трубопроводів каналного прокладання на безканалне високої індустріальної готовності із застосуванням теплової ізоляції на полімерній або полімербетонній основі, конструкції з вакуумною ізоляцією та інших прогресивних способів прокладань;
- заміна фізично застарілих трубопроводів на трубопроводи із склоемалевим, алюмінінованим чи іншими видами більш досконалого антикорозійного покриття заводського виготовлення;
- заміна трубопроводу на трубопровід з більшим діаметром для збільшення пропускної здатності тепломагістралі;
- заміна фізично зношених трубопроводів із застосуванням самокомпенсуючих труб. Заміна сальникових компенсаторів на сальфонні та інші види необслуговуваних компенсаторів;
- заміна баків-акумуляторів на баки більш досконалої конструкції, встановлення додаткових баків-акумуляторів;
- оснащення мереж, насосних станцій, теплогерел і тепловикористовуючих установок більш досконалыми або новими засобами контролю, управління, захистів і автоматики, а також засобами телемеханіки і зв'язку;
- прокладання попутних дренажів, спорудження дренажних насосних станцій;
- заміна основного обладнання насосно-перекачувальних станцій і теплогерел;
- спорудження ремонтно-експлуатаційних баз.

## **9.5 Спеціалізація ремонту**

**9.5.1** Специфіка ремонту обладнання, будівель і споруд мереж, яка залежна від технічної складності ремонтних робіт, вимагає розвитку спеціалізації при виконанні ремонту.

**9.5.2** Спеціалізація ремонту передбачає організацію служб ремонтів підприємства.

**9.5.3** Поточний і капітальний ремонт обладнання, будівель і споруд мереж можуть виконувати служби ремонтів, будівельно-монтажні підприємства, інші підприємства та організації, які мають дозвіл на виконання ремонтних робіт.

**9.5.4** Спеціальні ремонтні роботи, технічне переозброєння і реконструкцію обладнання, будівель та споруд виконують спеціалізовані ремонтні і будівельно-монтажні підприємства.

## **9.6 Документація на ремонт**

**9.6.1** Ремонт обладнання мереж (насоси, арматура, КВА, електрообладнання тощо) виконують у відповідності з вимогами конструкторської документації, експлуатаційних та ремонтних документів, нормативно-технічної і технологічної документації (п.7.5).

**9.6.2** До ремонтної документації на капітальний ремонт, технічне переозброєння і реконструкцію мереж (теплопроводи, будівельні конструкції тощо) належать проект на капітальний ремонт, технічне переозброєння і реконструкцію мереж та проект виконання робіт.

**9.6.3** Проект на капітальний ремонт, технічне переозброєння, реконструкцію мереж повинен містити:

- загальну пояснювальну записку;
- загальні вказівки до проекту прокладання мережі;
- відомість погоджень;
- відомість потреб в матеріалах;
- специфікацію обладнання;
- технічне завдання на проектування;
- паспорт проекту;
- ситуаційний план;
- план траси;
- поздовжній профіль;
- технологічний план і схеми вузлів;
- будівельну частину і вузли трубопроводів та камер;
- нерухомі опори;
- вузли перетину теплотраси з інженерними комунікаціями (водопровід, каналізація, газопровід, кабельні лінії, зв'язок тощо).

**9.6.4** Проект виконання робіт повинен містити:

- черговість виконання робіт;
- розміри огорожуваних територій;
- місця складування будівельних конструкцій, трубопроводів і матеріалів;
- розташування будівельних машин і механізмів та схему їх руху;
- схему розташування побутових приміщень персоналу;
- під'їзні дороги і схему транспортних потоків;
- освітлення зони робіт;
- встановлення попереджувальних знаків;
- схему розкопування ґрунту тощо.

**9.6.5** Ремонтні документи повинні розроблятися на основі проекту будівництва та у відповідності з ГОСТ 21.605, ДБНА.2.2-3, СНиП 2.04.07, СНиП 3.05.03.

**9.6.6** При капітальному ремонті, технічному переозброєнні і реконструкції мереж повинні виконуватись вимоги ПТЕ, правил виконання і приймання робіт, правил техніки безпеки в будівництві, правил охорони ліній зв'язку, правил охорони високовольтних електричних мереж, правил безпеки в газовому господарстві, правил обладнання електроустановок, а також інших загальногалузевих і відомчих документів на проектування, будівництво, ремонт і приймання в експлуатацію мереж.

**9.6.7** Проекти на капітальний ремонт, технічне переозброєння і реконструкцію мереж розробляють проектні організації у відповідності з затвердженими завданнями на проектування.

**9.6.8** Проекти на капітальний ремонт, технічне переозброєння і реконструкцію мереж повинні бути погоджені з:

- Управлінням державного контролю, охорони і використання пам'ятників історії та культури — при проектуванні і ремонті в охоронній зоні та в безпосередній близькості від будівель і споруд, які охороняються державою, та археологічних об'єктів;
- експлуатаційними організаціями (Міськгаз, Міська кабельна мережа, Міськводоканал);



- відділами міського управління благоустрою - при проектуванні та ремонті в зоні зелених насаджень;
- відділом міської адміністрації, яка відповідає за стан екологічного середовища;
- відділенням залізниці - при проектуванні і ремонті в смузі відведеної території, що йому належить;
- УДАІ МУВС і підприємствами з експлуатації доріг – при проектуванні і ремонті на міських магістралях та вулицях при розкопуванні дорожніх покриттів (тротуарів) і обмеженні руху транспорту.

**9.6.9** Проекти на капітальний ремонт, технічне переозброєння і реконструкцію теплових мереж в зоні розташування ліній метрополітену повинні погоджуватись з експлуатаційними службами міського метрополітену, а на перетині із запроєктованими трасами метро – з інститутом "Метродіпротранс".

**9.6.10** Проекти на капітальний ремонт, технічне переозброєння і реконструкцію мереж, що передбачують розкопування ґрунтів, підлягають обов'язковому погодженню з організаціями, експлуатуючими підземні інженерні комунікації, організаціями-юридичними особами, на території яких передбачається виконання робіт, і відділом підземних споруд (ВПС) Міськкомархітектури стосовно планово-висотного положення підземних споруд і методів проведення робіт, що забезпечують збереження будівель і споруд, розташованих близько від місць розкопування для прокладання мереж.

**9.6.11** Проекти виконання робіт розробляють організації, які виконують капітальний ремонт, реконструкцію або технічне переозброєння мереж, погоджують із субпідрядними організаціями і затверджують в підприємстві теплових мереж.

**9.6.12** При проведенні капітального ремонту, технічного переозброєння і реконструкції мереж, крім вказаної документації, повинна застосовуватись виконавча і організаційно-технічна документація (виконавчі креслення, сертифікати та паспорти на матеріали і обладнання, плани).

Вимоги до застосування цих документів наведені в наступних розділах. Форми документів наведені в додатках 36–38.

## **9.7 Планування ремонту**

**9.7.1** Планування ремонту складається з розробки перспективних і річних графіків ремонту, реконструкції і технічного переозброєння мереж за формами, наведеними в додатках 5, 6.

**9.7.2** Перспективний графік ремонту розробляє підприємство теплових мереж терміном на п'ять років на основі заявок експлуатаційних районів, чинних нормативів та стану обладнання з урахуванням капітальних ремонтів, а також робіт з реконструкції і технічного переозброєння.

**9.7.3** Перспективний графік ремонту затверджує підприємство теплових мереж до 1 березня року, що передує плановому.

**9.7.4** Перспективний графік ремонту служить основою для планування трудових, матеріальних і фінансових ресурсів.

**9.7.5** У відповідності з перспективним графіком ремонту, реконструкції і технічного переозброєння теплових мереж підприємство теплових мереж до 1 вересня попереднього року передає відповідним проектним організаціям завдання на проектування та інші вихідні матеріали. Одночасно Геоконторі Міськкомархітектури замовляє геопідоснову майбутньої траси і технічні умови суміжних організацій. Всі ці матеріали повинні бути передані не пізніше ніж до 1 січня планового року.

**9.7.6** Річний графік ремонту розробляє підприємство теплових мереж на основі перспективного графіка, пропозицій підрозділів і з урахуванням фактичного технічного стану теплових мереж.

Стан мереж визначається за аналізом пошкоджень, які виникли під час їх експлуатації, даними аналізу результатів щорічно виконуваних планових і позапланових шурфувальних, проведенням термографічного обстеження стану теплоTRAS (із застосуванням "тепловізора") та інших методів діагностування.

**9.7.7** Розроблений підприємством теплових мереж річний графік ремонту мереж повинен бути затверджений до 1 вересня року, що передує плановому.

**9.7.8** У відповідності з річним графіком ремонту мереж до 1 лютого планового року відділом (службою) з підготовки ремонтів із залученням диспетчерської служби, експлуатаційних районів та інших відділів і служб підприємства теплових мереж складається зведений графік вимикань мереж на капітальний ремонт, реконструкцію і технічне переозброєння.

Цей графік до 1 квітня планового року погоджується з міською адміністрацією.

## **9.8 Підготовка до ремонту**

**9.8.1** Підготовка до ремонту — це розробка і виконання комплексу організаційно-технічних заходів, котрі повинні забезпечити високу якість ремонтних робіт, виконання їх у встановлені терміни, оптимальні трудові і матеріальні витрати.

Розробка заходів і терміни їх виконання передбачаються в планах підготовки до ремонту.

**9.8.2** До початку ремонту необхідно отримати спеціальний дозвіл (ордер) на виконання земляних робіт. Ордер видає адміністративна інспекція на основі погоджень дорожньо-експлуатаційних організацій тільки особам інженерно-технічного складу (начальник ділянки, старший прораб, прораб, майстер), які допущені до виконання будівельних або ремонтних робіт.

**9.8.3** Для отримання ордеру на виконання земляних робіт будівельна або ремонтна організація повинна подати в адміністративну інспекцію такі документи:

- робочу документацію, робочі проекти, які погоджені з відділом підземних споруд (ВПС), райвиконкомом і мають штамп Замовника на виконання робіт;
- проект виконання робіт, в тому числі роботи в зоні розміщення кабельних і повітряних ліній електропередач та ліній зв'язку, транспортних і залізничних шляхів та інших відповідних споруд із зазначенням термінів виконання робіт, огорожуваних територій і заходів для збереження підземних та наземних споруд, розташованих в зоні ремонту, погоджений з відповідними експлуатаційними організаціями стосовно методів ведення робіт і затверджених головним інженером ремонтної організації;
- схему організації руху міського транспорту і пішоходів на період проведення ремонтних робіт, погоджену із зацікавленими організаціями;
- погоджений обсяг робіт з управлінням дорожнього господарства і благоустрою із відновлення дорожнього покриття;
- погоджений обсяг робіт з управлінням міського інженерного господарства на пересадження (вирубівання) зелених насаджень та заходи щодо їх захисту і відновлення в зоні ремонту;
- довідку керівника ремонтної організації про забезпечення ремонту затвердженою проектною документацією, будівельними матеріалами, механізмами, типовими і дорожніми знаками встановленого взірця, робочою силою та фінансуванням;
- повідомлення відповідних підприємств та організацій про заходи для збереження підземних газопроводів і захисту газових мереж від корозій, для збереження високовольтних кабельних ліній, ліній зв'язку тощо.

**9.8.4** В ордері вказуються:

- прізвище та ініціали, посада особи, відповідальної за проведення робіт;
- термін виконання робіт на об'єкті, в тому числі на проїжджій частині вулиці, погоджений з поданим проектом виконання робіт;
- організації, які виконують роботи з відновлення дорожнього покриття, зелених насаджень, благоустрою прилеглих територій, і терміни їх виконання;
- організації, представники яких повинні бути викликані на місце до початку земляних робіт для уточнення місцезнаходження діючих підземних споруд.

**9.8.5** До початку ремонту повинна бути підготовлена траса мережі — вирубані або пересаджені зелені насадження, прибрані тимчасові будівлі, побудовані об'їзні дороги тощо.

**9.8.6** Всі об'єкти планового ремонту повинні бути забезпечені необхідними матеріалами, обладнанням і запасними частинами згідно з ремонтною документацією і заявками у відповідності з затвердженим річним графіком.

**9.8.7** За місяць до виведення мережі в плановий ремонт згідно із затвердженим графіком повинні бути звірені відкоректовані специфікації на обладнання, матеріали і запасні частини з фактичною наявністю необхідних ресурсів та графіком їх постачання.

**9.8.8** У випадку незабезпечення планового ремонту матеріальними ресурсами питання про початок ремонту, його тривалість та обсяг ремонтних робіт передається для рішення в енергокомпанію.

**9.8.9** Перед вимкненням мережі необхідно:

- охолодити температуру мережної води до температури 45 град.С і нижче;
- перевести теплопостачання споживачів від спеціально побудованого тимчасового теплопроводу або від інших тепломагістралей.

**9.9 Виведення в ремонт і виконання ремонту**

**9.9.1** Виведення в ремонт обладнання, будівель і споруд та введення їх в роботу повинні виконуватись згідно з диспетчерськими заявками.

**9.9.2** Початком ремонту обладнання вважається час вимкнення його від мережі. При виведенні обладнання в ремонт з резерву початком ремонту вважається час, вказаний диспетчером у дозволі на виведення обладнання в ремонт.

**9.9.3** Після отримання дозволу диспетчера на виведення в ремонт мережі експлуатаційний персонал проводить всі вимкнення, які гарантують безпечні умови виконання робіт, проводить випорожнення трубопроводів і видає загальний наряд-допуск на ремонт мережі.

**9.9.4** З початку виконання ремонтних робіт керівники підприємств і організацій, які беруть участь в ремонті, повинні забезпечити:

- надання необхідних будівельних машин та механізмів;
- своєчасну доставку на об'єкт необхідних матеріалів, обладнання і запасних частин;
- своєчасне видавання бригадам виробничих завдань;
- стабільність і достатню кваліфікацію ремонтного персоналу;
- дотримання виконавцями ремонту вимог технологічної і ремонтної документації;
- впровадження прогресивних форм організації і стимулювання праці;
- дотримання виробничої і трудової дисципліни.

**9.9.5** Ремонтні організації відповідають за терміни закінчення та якість ремонтних робіт, технологічну, виробничу і трудову дисципліну, а також за дотримання правил техніки безпеки і протипожежної безпеки своїм персоналом.

**9.9.6** У випадку порушень ремонтною організацією порядку і термінів виконання робіт згідно з виданим ордером адміністративна інспекція має право припинити дію вказаного ордеру і не видавати його цій організації на нові роботи до завершення нею розпочатих робіт або ставити питання перед підприємством теплових мереж про припинення фінансування об'єкта.

**9.9.7** З метою підвищення рівня проектної документації, якості проведення робіт та приймання в експлуатацію після капітального ремонту, реконструкції і технічного переозброєння теплових мереж на підприємстві теплових мереж повинна бути організована група з проведення технічного нагляду.

**9.9.8** Основними виробничими завданнями групи технічного нагляду є:

- розгляд, аналіз і видавання зауважень щодо проектних завдань і робочих проектів на реконструкцію, технічне переозброєння і капітальний ремонт мереж, а також спеціальних інженерних споруд на них (дюкери, щитові тунелі, мостові переходи, насосні станції тощо);
- погодження вказаної документації після внесення виправлень згідно з виданими зауваженнями;
- вирішення питань, які виникли в процесі ремонту і потребують змін прийнятих проектних рішень;
- ведення постійного поопераційного технічного нагляду за якісним виконанням робіт;
- контроль виконання робіт на об'єктах у повному обсязі затвердженої документації, не допускаючи відхилень від них;
- безпосередня участь у комісіях з приймання об'єктів в експлуатацію;
- перевірка і приймання виконавчої документації;
- розробка і подання керівництву підприємства пропозицій і заходів, скерованих на поліпшення якості проектування, ремонту мереж.

**9.9.9** В процесі проведення планового ремонту група технічного нагляду підприємства здійснює поетапний технічний контроль за якістю виконання робіт.

**9.9.10** Всі зауваження, виявлені при виконанні робіт, повинні бути занесені в журнал виконання робіт.

**9.9.11** В процесі виконання робіт підлягають проміжному прийманню:

- розбивання траси;
- обладнання основи траншей і котлованів;
- монтаж будівельних конструкцій, шпаклювання і омонолічування стиків;
- гідроізоляція будівельних конструкцій;
- дренажне обладнання;
- вкладання трубопроводів;
- зварювання трубопроводів і закладних частин складальних конструкцій;
- антикорозійні покриття труб;
- теплова ізоляція трубопроводів;
- розтягування П-подібних і сильфонних компенсаторів;
- сальникові компенсатори;
- ревізія і випробування арматури;
- холодний натяг трубопроводів;
- очищення внутрішньої поверхні труб;
- промивання трубопроводів;
- гідравлічне або пневматичне випробування;
- пристрої електрозахисту;

- вкладання футлярів;
- засипання траншей і котлованів.

9.9.12 Акти проміжного приймання-здавання повинні входити в документацію, яка подається при прийманні мереж в експлуатацію.

## 9.10 Приймання з ремонту, контроль і оцінка якості

9.10.1 Приймання мереж після проведення капітального ремонту, технічного переозброєння і реконструкції здійснюється згідно з СНиП 2.04.07, СНиП 3.01.04, СНиП 3.05.03.

9.10.2 Приймання мереж із капітального ремонту виконує комісія під керівництвом головного інженера (заступника головного інженера) підприємства теплових мереж.

В склад комісії для приймання об'єкту після капітального ремонту повинні входити начальник експлуатаційного району, представник організації, яка виконувала ремонт, представник технічного нагляду, майстер лінійної дільниці, що обслуговує цю дільницю мереж, інженер-інспектор з експлуатації та техніки безпеки, представник проектної організації.

Склад комісії затверджується наказом підприємства.

9.10.3 Керівники робіт підприємств і організацій, які беруть участь в капітальному ремонті, реконструкції, технічному переозброєнні подають приймальній комісії виконавчу документацію, складену в процесі проведення робіт.

9.10.4 В склад виконавчої документації повинні входити:

- проектно-кошторисна документація на капітальний ремонт об'єкта;
- наказ Замовника про створення приймальної комісії;
- акт приймальної комісії;
- додаток до акта приймальної комісії (список зауважень і недоробок);
- виконавчі креслення;
- акт розбивання теплотраси;
- акт прихованих робіт за лінійними конструкціями теплотраси;
- акт прихованих робіт за камерами;
- акт гідравлічного (пневматичного) випробування теплопроводів;
- акт розтягування компенсаторів;
- сертифікати на труби та їх ізоляцію;
- паспорти на відведення, переходи, трійники та інші фасонні деталі;
- паспорти на засувки діаметром від 500 мм і більше та дистанційні електроприводи

до них;

- паспорти на насоси і електродвигуни;
- паспорти тепломережі (об'єкта);
- посвідчення зварників;
- висновок проведення контролю зварних з'єднань;
- журнал технічного нагляду;
- довідка про результати вимірювань різниці потенціалів "теплопровід-земля";
- акт приймання-здавання "активного" захисту;
- акт приймання-здавання електротехнічних робіт в обсязі проекту;
- акт виконання робіт з автоматики, телемеханіки, кабелів зв'язку;
- акт виконання робіт на дренажних насосних станціях;
- протоколи випробувань окремих видів обладнання;
- акт приймання-здавання вантажопідйомних механізмів;
- документи на списання старої тепломагістралі (при технічному переозброєнні і реконструкції тепломагістралі);

- довідка групи технічного нагляду про ліквідацію недоробок і зауважень згідно з актом робочої комісії.

При будівництві спецспоруд: колекторів, дюкерів, мостових переходів, мостових шляхопроводів, щитових проходжень тощо повинен бути поданий акт приймання-здавання споруди під монтаж трубопроводів.

При здаванні в експлуатацію мережі, побудованої в колекторі, необхідно подати довідку про приймання колектора на баланс управління міського інженерного господарства.

**9.10.5** У склад виконавчих креслень повинні входити:

- ситуаційний план в М 1:2000;
- профілі теплотраси, дренажів і водостоків (вертикальний М 1:50 або М 1:100 і горизонтальний М 1:500);
- схема зварних стиків (без масштабу);
- креслення камер і вузлів в М 1:20;
- креслення прокладки теплових мереж в мостових шляхопроводах, мостах, щитових проходах, дюкерах тощо;
- креслення при наземному прокладанні високих і низьких опор та конструктивні креслення нерухомих опор;
- вузли перетину з підземними комунікаціями (водоводу, каналізації, тепломережі, водостоку тощо).

**9.10.6** Виконавчі креслення повинні відповідати наступним вимогам:

- виконуватись у чотирьох примірниках, в тому числі один примірник на кальці;
- повинні бути перевірені інженером і геодезистом технагляду та мати штамп погодження з ВПС (відділом підземних споруд);
- при здаванні на перевірку повинні бути подані робочі креслення проекту за об'єктом в цілому, із внесеними в них змінами в процесі ремонту та їх погодження;
- в правій частині виконавчого креслення виконавець робіт робить напис "Відхилень від проекту немає" або перераховує допущені відхилення від проекту із зазначенням дати і номера погодження;
- в штампі виконавчих креслень слід вказати назву і адресу об'єкта, назву проектною організації, назву організації, яка проводила роботи, номер і дату погодження проекту з ВПС, номер замовлення проекту і дату випуску проекту, номер ордера і дату видачі права на виконання робіт, дати початку і закінчення робіт;
- креслення повинні бути підписані керівником організації, яка проводила роботи, виконавцем робіт і геодезистом, які здійснювали прив'язку і нівелювання побудованої траси.

Підписи повинні бути завірені печаткою організації, яка проводила роботи.

Виконавчі креслення повинні бути прийняті представником підприємства теплових мереж.

**9.10.7** За результатами огляду об'єкта, випробувань, перевірки і аналізу поданої документації приймальна комісія дає дозвіл на вмикання мережі в роботу.

**9.10.8** Операція із вмикання мережі в роботу здійснюється експлуатаційним персоналом після здавання виконавцями ремонту наряду-допуску на ремонт і за розпорядженням головного інженера підприємства теплових мереж або відповідального за експлуатацію трубопроводу.

**9.10.9** Мережа перевіряється під навантаженням упродовж 24 годин.

**9.10.10** Випробування під навантаженням повинні проводитись при номінальних параметрах і постійній роботі мережі за нормальною експлуатаційною схемою з доведенням навантаження до номінального.

Якщо номінальне навантаження і параметри не можуть бути досягнуті з незалежних від підприємства причин, то граничні параметри і навантаження встановлюються за режимом роботи мережі і обумовлюються в акті приймання-здавання.

Якщо за умовами експлуатації вмикання мережі в роботу не проводиться, то вона приймається без випробування під навантаженням.

В цьому випадку підприємство теплових мереж і виконавець ремонту повинні узгодити додаткові умови приймання мережі. При цьому, виявлені при пуску дефекти повинні бути ліквідовані ремонтною організацією, незалежно від терміну вмикання.

**9.10.11** Якщо протягом приймально-здавальних випробувань були виявлені дефекти, що перешкоджають роботі мережі з номінальним навантаженням, або виявлені дефекти (непроварення стику, свищі, деформація нерухомої опори, перекошення стакана компенсатора тощо) вимагають негайної зупинки, то ремонт вважається незакінченим до усунення цих дефектів.

Всі виявлені дефекти, що не вимагають негайної зупинки, ліквідуються виконавцем в термін, погоджений з підприємством теплових мереж.

**9.10.12** Закінченням капітального ремонту вважається час ввімкнення мережі і встановлення в ній циркуляції мережної води, а якщо дільниця за режимними умовами не вмикається в роботу, то час закінчення ремонту встановлюється приймальною комісією.

**9.10.13** Якщо протягом приймально-здавальних випробувань не були виявлені дефекти, що перешкоджають роботі мережі, або виявлені дефекти не вимагають негайного вимкнення, то комісія приймає рішення про приймання з ремонту.

Результати роботи комісії оформляються актом за формою додатка З9.

До акта приймання-здавання мережі можуть додаватися протоколи, довідки, відомості та інші документи, складені спільно підприємством теплових мереж і виконавцем ремонту, які відображають:

- перелік робіт, виконаних понад плановий обсяг;
- перелік невиконаних робіт, передбачених погодженою відомістю обсягів робіт (проектною документацією), та причини їх невиконання;
- перелік розпорядчих документів Мінпаливенерго України, вимоги яких виконані в процесі ремонту;
- перелік робіт, виконаних із відхиленнями від встановлених вимог, причини відхилення тощо.

**9.10.14** Після закінчення приймально-здавальних випробувань здійснюється підконтрольна експлуатація мережі впродовж 30 календарних днів з моменту ввімкнення.

В період підконтрольної експлуатації проводиться перевірка роботи мережі, необхідні випробування і налагодження.

Остаточне оформлення актом приймання-здавання в експлуатацію закінченого ремонту чи технічного переозброєння мережі виконується після подання документів:

- довідки від управління землеустрою та планування забудови міста — про приймання в геофонд виконавчих креслень;
- довідок від організацій управління дорожнього господарства і благоустрою про відновлення дорожніх покриттів, управління міського інженерного господарства про відновлення зелених насаджень.

**9.10.15** Підприємства теплових мереж, які мають підземні споруди, після приймання капітально відремонтованих чи реконструйованих підземних теплових мереж зі спорудами на них (колодязі, шахти, колектори) зобов'язані повідомляти про це експлуатаційні організації Міськгазу для здійснення контролю за загазованістю підземних споруд.

**9.10.16** При прийманні-здаванні обладнання з ремонту повинна виставлятися оцінка якості ремонту, яка враховує відповідність відремонтованого обладнання вимогам НТД, а також пункту 7.9.29.

**9.10.17** Якщо у період підконтрольної експлуатації буде встановлено, що виникли дефекти, які можуть призвести до аварійних наслідків (руйнування нерухомих опор і будівельних конструкцій, зсування теплопроводу з опор тощо), і експлуатація мережі неможлива, то вона повинна бути виведена з роботи і в такому випадку встановлюється оцінка якості ремонту "незадовільно".

В такому випадку мережа підлягає повторному ремонту, який виконується у найкоротший термін за рахунок підприємства, з вини якого допущені дефекти. Після усунення дефектів проводиться повторне приймання мережі з ремонту і встановлюється нова оцінка якості.

**9.10.18** Оцінка якості ремонту мережі, ввімкнення під навантаження якої не здійснюється за умовами режиму роботи, встановлюється за результатами технічного контролю і приймально-здавальних випробувань, погоджених з підприємством теплових мереж і виконавцем ремонту.

**9.10.19** Підприємства і організації, які проводили ремонт, повинні гарантувати відповідність відремонтованого обладнання і мережі вимогам НТД та проекту, надійну роботу мережі впродовж 12 місяців з моменту ввімкнення в роботу при умові виконання експлуатаційним персоналом вимог інструкцій.



## 10 Система технічного обслуговування та ремонту електричних мереж

### 10.1 Загальні положення

До складу електричних мереж входять наступні основні об'єкти:

- повітряні лінії (ПЛ) електропередач напругою 0,4-20 кВ;
- трансформаторні підстанції (ТП) напругою 6-20/0,4 кВ, розподільних пунктів (РП) напругою 6-20 кВ;
- повітряні лінії електропередач (ПЛ) напругою 35-150 кВ;
- кабельні лінії електропередач (КЛ) напругою 0,4-150 кВ;
- електричні підстанції напругою 35 кВ і вище;
- повітряні лінії електропередач (ПЛ) напругою 220-800 кВ;
- виробничі будівлі і споруди;
- засоби релейного захисту і автоматики;
- засоби диспетчерського і технологічного управління.

Система технічного обслуговування та ремонту електричних мереж передбачає виконання комплексу робіт, які проводяться з визначеною періодичністю і послідовністю, скерованих на забезпечення справного стану електричного обладнання, його надійної та економічної експлуатації при оптимальних трудових і матеріальних витратах.

Комплекс робіт, в основному, включає в себе:

- чітко організоване технічне обслуговування електричного обладнання;
- встановлення оптимальної періодичності проведення капітальних ремонтів електричного обладнання;
- впровадження прогресивних форм організації та управління ремонтом електричного обладнання;
- впровадження спеціалізації ремонтних робіт;
- контроль якості виконання робіт в процесі ремонту;
- своєчасне забезпечення ремонтних робіт матеріалами, запчастинами і комплектуючим обладнанням;
- аналіз параметрів технічного стану обладнання до і після ремонту.

Система технічного обслуговування і ремонту виробничих будівель і споруд наведена в розділі 11.

**10.1.1** Технічне обслуговування електричних мереж (далі — технічне обслуговування) є методом обслуговування, при якому виконуються всі необхідні роботи комплексу робіт, спрямовані на підтримання працездатності та запобігання передчасному спрацюванню елементів об'єкта електричних мереж, що досягається оглядами, виконанням профілактичних перевірок і вимірювань та окремих видів робіт із заміною спрацьованих деталей та елементів електричних мереж, усуненням пошкоджень.

**10.1.2** Капітальний ремонт електричних мереж (далі — капітальний ремонт) — це метод ремонту, при якому одночасно виконується комплекс заходів, спрямованих на підтримання або відновлення їх початкових експлуатаційних характеристик, що досягається ремонтом спрацьованих деталей і елементів або заміною їх на надійніші та економічніші, що, в свою чергу, значно поліпшить експлуатаційні характеристики об'єктів.

**10.1.3** Забезпечення технічного обслуговування та ремонту, підтримання в працездатному стані електричних мереж покладено на енергопостачальні компанії (далі — Обленерго), Державне підприємство "Національна енергетична компанія "Укренерго" та його відособлені одиниці — електроенергетичні системи, а саме:

- Донбаська електроенергетична система, до складу якої входять відособлені підрозділи: Артемівські Магістральні Електричні Мережі (МЕМ), Чайкінські МЕМ, Маріупольські МЕМ, Луганські МЕМ;

- Дніпровська електроенергетична система, до складу якої входять відособлені підрозділи: Дніпропетровські МЕМ, Криворізькі МЕМ, Кіровоградські МЕМ, Запорізькі МЕМ;

- Північна електроенергетична система, до складу якої входять відособлені підрозділи: Харківські МЕМ, Сумські МЕМ, Полтавські МЕМ;

- Центральна електроенергетична система, до складу якої входять відособлені підрозділи: Київські МЕМ, Черкаські МЕМ, Житомирські МЕМ, Чернігівські МЕМ;

- Південно-Західна електроенергетична система, до складу якої входять відособлені підрозділи: Вінницькі МЕМ, Тернопільські МЕМ, Хмельницькі МЕМ, Чернівецькі МЕМ, Енергобудремсервіс;

- Західна електроенергетична система, до складу якої входять відособлені підрозділи: ПС-750Кв З-У, Львівські МЕМ, Стрийські МЕМ, Рівненські МЕМ, Волинські МЕМ, Івано-Франківські МЕМ, Закарпатські МЕМ;

- Південна електроенергетична система, до складу якої входять відособлені підрозділи: Одеські МЕМ, Миколаївські МЕМ, Херсонські МЕМ;

- Кримська електроенергетична система, до складу якої входять відособлені підрозділи: Джанкойські МЕМ, Сімферопольські МЕМ, Феодосійські МЕМ, "Навчально-тренувальний центр Кримської ЕС".

Електричні мережі, підпорядковані електростанціям, обслуговує персонал електричних цехів електростанцій.

**10.1.4** Технічне обслуговування та капітальний ремонт ПЛ напругою 0,4-20 кВ, ТП напругою 6-20/0,4 кВ, РП напругою 6-20 кВ, ПЛ напругою 35-150 кВ, КЛ напругою 0,4-150 кВ, електричні підстанції напругою 35-150 кВ, засоби релейного захисту і автоматики та диспетчерського і технологічного управління виконує в повному обсязі, як правило, персонал Обленерго.

Технічне обслуговування та капітальний ремонт ПЛ напругою 220-800 кВ, електричних підстанцій напругою 220-800 кВ в основному виконують відособлені одиниці, відособлені підрозділи електроенергетичної системи Державного підприємства "Національна енергетична компанія "Укренерго".

**10.1.5** Капітальний ремонт шаф КТП, транспортабельного обладнання або його вузлів проводять агрегатним методом в спеціалізованих майстернях, цехах.

Підрядні організації залучаються для виконання великих обсягів капітального ремонту і реконструктивних робіт, пов'язаних з масовою заміною основних елементів ПЛ, ТП, РП, КЛ, або аварійно-відновних робіт.

**10.1.6** Для забезпечення проведення капітального ремонту, технічного обслуговування доцільно створювати ремонтно-виробничі бази (РВБ), ремонтно-механічні станції (РМС), ремонтно-експлуатаційні пункти (РЕП), а також запаси обладнання і матеріалів на випадок проведення аварійно-відновних робіт (АВР).

**10.1.7** Технічне обслуговування та ремонт об'єктів електричних мереж доцільно проводити комплексним методом. Їх виконання групується в комплексі за номенклатурою і періодичністю. Виконання робіт при цьому проводять бригади централізованого обслуговування, які виконують повний обсяг робіт на об'єкті.

При комплексному проведенні робіт засоби механізації і персонал концентруються на ремонтваному об'єкті. Метод комплексного проведення робіт при експлуатаційному обслуговуванні електричних мереж дозволяє:

- перейти від вибіркових і сезонних робіт до планомірного і впорядкованого ведення експлуатаційного обслуговування;
  - підвищити продуктивність праці персоналу за рахунок виключення невикористаних витрат часу на підготовчо-заклучні операції (підготовку інструменту і матеріалів, організацію робочих місць, вимкання і вмикання електроустановок), переходи і переїзди, підвищення рівня механізації робіт шляхом концентрації механізмів на об'єкті;
  - скоротити загальний час ремонту і технічного обслуговування, в тому числі простоювання об'єктів електромереж у вимкненому стані;
  - підвищити рівень технічного керівництва, поліпшити організацію і умови праці персоналу, контроль за дотриманням заходів з техніки безпеки;
  - забезпечити якість робіт, виявлення і ліквідацію дефектів обладнання, елементів і споруд електричних мереж;
  - раціонально використати трудові та матеріальні ресурси.
- Бригади централізованого обслуговування повинні бути забезпечені:
- автотранспортом, спецмеханізмами та машинами, засобами механізації, захисту, такелажом, інструментом та інвентарем;
  - засобами зв'язку;
  - необхідною технічною документацією та інструкціями;
  - комплексом споруд (склади, майстерні, гаражі, лабораторії тощо).

Спецмеханізми, машини, пристрої та інше обладнання закріплюються за бригадами, які цими механізмами постійно користуються. Відповідальний за їх технічний стан, своєчасний ремонт і випробовування несуть підрозділи Обленерго та відособлені підрозділи електроенергетичної системи.

Вибір методу ремонту і технічного обслуговування проводиться на базі техніко-економічного обґрунтування з урахуванням місцевих умов, в тому числі забезпечення матеріальними ресурсами, засобами механізації, транспорту, кваліфікації і кількості персоналу та інших факторів.

**10.1.8** Періодичність і тривалість ремонту і технічного обслуговування об'єктів електричних мереж встановлюється нормативно-технічною документацією в залежності від технічного стану об'єкта, місцевих умов експлуатації.

**10.1.9** При ремонті і технічному обслуговуванні об'єктів електричних мереж необхідно виконувати вимоги нормативних, технологічних та конструкторських документів:

- "Повітряні лінії електропередачі напругою 35 кВ і вище. Інструкція з експлуатації. ГКД 34.20.502";
- "Кабельные линии напряжением до 35 кВ и выше. Инструкция по эксплуатации. Часть 1, 2";
- технологічними картами;
- картами організації праці;
- схемами.

**10.1.10** Відповідальність за організацію технічного обслуговування і ремонту електричних мереж напругою 0,4-150 кВ несе керівництво Обленерго.

Відповідальність за організацію технічного обслуговування і ремонту електричних мереж напругою 220-800 кВ несуть відособлені підрозділи Державного підприємства "Національна енергетична компанія "Укренерго".

**10.1.11** Багаторічні (перспективні) та річні плани, графіки ремонту і технічного обслуговування об'єктів електричних мереж напругою 0,4-150 кВ розробляють відповідні виробничі служби РЕМ та виробничо-експлуатаційні служби Обленерго, погоджують і затверджують з їх керівництвом, а електричних мереж напругою 220-800 кВ — відособлені підрозділи Державного підприємства "Національна енергетична компанія "Укренерго".

**10.1.12** Плани матеріально-технічного постачання повинні відповідати планам і графікам ремонту та технічного обслуговування об'єктів електричних мереж.

**10.1.13** Виконання робіт з ремонту та реконструкції на об'єктах електричних мереж, які знаходяться на сільськогосподарських угіддях, слід проводити за погодженням із землекористувачем.

Роботи з технічного обслуговування та ліквідації аварій, або ліквідації аварійної ситуації на об'єкті, яка загрожує життю людей, дозволяється проводити в будь-який час, без погодження із землекористувачем. Після закінчення робіт виконавець зобов'язаний привести земельні угіддя до попереднього стану. Завдані збитки під час проведення даних робіт землекористувачеві відшкодовує власник об'єкта.

**10.1.14** Для забезпечення оперативної ліквідації аварійних ситуацій в електричних мережах необхідно створити аварійний запас електроустаткування, матеріалів і виробів.

Обсяг аварійного запасу та умови його зберігання і поповнення визначається на базі нормативних документів "Норми аварійного запасу устаткування та матеріалів для магістральних електричних мереж напругою 220-750 кВ" ГКД 34.10.383, "Норми аварійного запасу електроустаткування, будівельних конструкцій та матеріалів для електричних мереж напругою 0,38-150 кВ" ГКД 34.10.384.

**10.1.15** Вартість ремонтів і технічного обслуговування на електрооб'єктах визначається кошторисами, складеними на базі нормативних документів "Норми часу на ремонт і технічне обслуговування електричних мереж" ГКД 34.05.834, т.т. 1-6, а саме:

- том 1 — повітряні лінії напругою 0,4-150 кВ, трансформаторні підстанції напругою 6-20/0,4 кВ, розподільні пункти напругою 6-20 кВ;
- том 2 — повітряні лінії напругою 35-150 кВ;
- том 3 — кабельні лінії напругою 0,4-35 кВ;
- том 4 — повітряні лінії напругою 220-750 кВ;
- томи 5, 6 — капітальний, поточний ремонт і технічне обслуговування ремонт обладнання електричних підстанцій напругою 35 кВ і вище.

На роботи, які не вказані в вищезазначених документах, кошториси складаються на базі державних норм і розцінок на будівництво, монтаж та ремонтні роботи електричного обладнання або місцевих норм часу та калькуляцій.

Для визначення вартості проведення ремонтів і ТО електричних мереж доцільно використовувати автоматизовану систему розрахунку кошторисно-фінансової документації на базі вищеназваних нормативних документів.

## **10.2 Повітряні лінії електропередачі напругою 0,4-20 кВ, трансформаторні підстанції 6-20/0,4 кВ і розподільні пункти 6-20 кВ**

### **10.2.1 Загальні положення**

**10.2.1.1** Експлуатаційне обслуговування електричних мереж напругою 0,4-20 кВ полягає в організації технічного обслуговування і капітального ремонту.

**10.2.1.2** Об'єктом електричних мереж, який підлягає експлуатаційному обслуговуванню, слід вважати:

- повітряну лінію напругою 0,4 кВ;
- повітряну лінію електропередачі напругою 6-20 кВ;
- трансформаторну підстанцію 6-20/0,4 кВ;
- розподільний пункт 6-20 кВ.

При технічній можливості підприємство електричних мереж може приймати за об'єкт електричних мереж всі ПЛ напругою 0,4 кВ від одного ТП 6-20/0,4 кВ, всі ТП 6-20/0,4 кВ від однієї ПЛ 6-20 кВ тощо.

**10.2.1.3** Експлуатаційне обслуговування електричних мереж напругою 0,4-20 кВ, як правило, виконує структурний підрозділ Обленерго - районне підприємство електричних мереж (РЕМ).

### 10.2.2 Технічне обслуговування

Технічне обслуговування повітряних ліній електропередачі 0,4-20 кВ, трансформаторних підстанцій 6-20/0,4кВ і розподільних пунктів 6-20 кВ повинно проводитись, виходячи з результатів огляду конкретного об'єкта, за висновком начальника (головного інженера) РЕМ.

Перелік робіт, які виконуються при технічному обслуговуванні ПЛ напругою 0,4-20 кВ, наведений в таблиці 10.1; трансформаторних підстанцій напругою 6-20/0,4 кВ і розподільних пунктів 6-20 кВ — в таблиці 10.2.

Таблиця 10.1

**Перелік робіт, які виконуються при технічному обслуговуванні ПЛ напругою 0,4-20 кВ**

Назва роботи	Термін проведення	Примітки
1	2	3
<b>1</b> Періодичний огляд ПЛ		
<b>1.1.</b> Огляд по всій довжині	Не менше ніж 1 раз на рік	Річний графік ТО
<b>1.2</b> Огляд ПЛ, які є в плані капремонту, інженерно-технічним персоналом	Упродовж року, що передує ремонтному	
<b>1.3</b> Верховий огляд	При потребі	Суміщається з проведенням капітального ремонту, вимиканням ПЛ і перевіркою загинивання верхніх частин опор, закріплення гаків, проводів, ізоляторів

Продовження таблиці 10.1.

1	2	3
<b>2</b> Позачергові огляди		
<b>2.1</b> Огляд після стихійного лиха		За вказівкою керівництва РЕМ
<b>2.2</b> Огляд, пов'язаний з непередбаченим вимкненням ПЛ		За вказівкою керівництва РЕМ
<b>3</b> Профілактичні перевірки і вимірювання		
<b>3.1</b> Перевірка загнивання деталей дерев'яних опор	У відповідності з нормами, перед підніманням на опору, або заміною деталей	
<b>3.2</b> Перевірка стану залізобетонних опор	У відповідності з нормами	
<b>3.3</b> Вимірювання опор заземлення опор на опорах з розрядниками, захисними проміжками електрообладнання, заземлюючими блискавкозахистами і повторними заземлювачами нульового проводу	Не менше ніж 1 раз на 6 років	
<b>3.4</b> Вимірювання опор заземлення опор вибірково на 2% залізобетонних опор від загальної кількості опор в населеній місцевості на ділянках ПЛ з найбільш агресивним ґрунтом	Не менше ніж 1 раз на 12 років	
<b>4</b> Вибіркова (2% опор із заземлювачами) перевірка заземлення з розкопуванням ґрунту	Те ж	
<b>5</b> Перевірка віддалі від проводів до поверхні землі і різних об'єктів інженерних споруд та приведення їх у відповідність з ПТЕ	При потребі	
<b>6</b> Перевірка опор петлі "фаза-нуль"	При прийманні в експлуатацію надалі під час підключенні нових споживачів і виконанні робіт, що викликають цей опір	
<b>7</b> Перевірка трубчастих розрядників зі зніманням їх з опори	Не менше ніж 1 раз на 6 років	
<b>8</b> Вирубання окремих дерев, що загрожують падінням на ПЛ	При потребі	
<b>9</b> Вирубання кущів в охоронній зоні ПЛ, обрізування гілок	Те ж	

Продовження таблиці 10.1.

1	2	3
<b>10</b> Заміна окремих пошкоджених деталей ПЛ	При потребі	
<b>11</b> Заміна трубчастих розрядників	Те ж	
<b>12</b> Відновлення номерних знаків і плакатів на опорах	"-	
<b>13</b> Вирівнювання опор (окремих)	"-	
<b>14</b> Утрамбування ґрунту під опорами	"-	
<b>15</b> Перетягування проводів в прогонах ПЛ	"-	
<b>16</b> Перетягування бандажів кріплення стойки опори до приставки	"-	
<b>17</b> Знімання накидів з проводів	"-	
<b>18</b> Заміна обірваних заземлюючих спусків і встановлення затискачів	"-	
<b>19</b> Заміна обірваних в'язок проводів	"-	
<b>20</b> Перевірка стану ізоляції і заміна окремих ізоляторів (пошкоджених)	"-	
<b>21</b> Встановлення замків на приводах роз'єднувачів	"-	
<b>22</b> Встановлення захисних кутників для захисту кабелів	"-	
<b>23</b> Розчищення рослинності для захисту опор від низових пожеж	"-	
<b>24</b> Вимірювання навантажень, теплового режиму	"-	
<b>25</b> Вимірювання напруги в контрольних точках ПЛ	"-	
<b>26</b> Заміна пошкоджених окремих опор	"-	
<b>27</b> Заміна пошкоджених проводів в окремих прогонах	"-	
<b>28</b> Заміна пошкоджених шлейфів	"-	
<b>29</b> Вирівнювання траверси	"-	
<b>30</b> Ремонт окремих відгалужень на вводах	"-	

Продовження таблиці 10.1.

1	2	3
<b>31</b> Виконання робіт, пов'язаних з охороною ПЛ. Допуск до роботи сторонніх організацій і нагляд за роботами, що проводяться біля ПЛ	При потребі	
<b>32</b> Технічний нагляд, перевірка для приймання на баланс і здавання в експлуатацію ПЛ, будівництво і реконструкцію якої виконує підрядна організація	Те ж	

Таблиця 10.2

**Перелік робіт, які виконуються при технічному обслуговуванні трансформаторних підстанцій 6-20/0,4 кВ і розподільних пунктів 6-20 кВ**

Назва роботи	Термін проведення	Примітки
1	2	3
<b>1</b> Періодичний огляд ТП,РП		
<b>1.1</b> Огляд всіх об'єктів електромонтерами	Не менше ніж 1 раз на 12 місяців	Річний графік ТО
<b>1.2</b> Огляд об'єктів, які є в плані капремонту, інженерно-технічним персоналом	Упродовж року, що передує ремонтному	
<b>2</b> Позачергові огляди	Після вимкнення короткого замикання	
<b>3</b> Вимірювання навантажень і напруги на трансформаторах та лініях, що від них відходять	1 раз на рік в період максимальних навантажень	
<b>4</b> Вимірювання опору ізоляції трансформатора і випробування підвищеною напругою ізоляції розподільного пристрою напругою 6-20 кВ, випробування трансформаторного масла трансформатора 630кВА і вище	У відповідності з нормами випробування електрообладнання	
<b>5</b> Вимірювання опору заземлюючого пристрою	Те ж	
<b>6</b> Заміна дефектних елементів	При потребі	
<b>7</b> Відбір проб масла, доливання масла в апарати. Контроль за температурним режимом масла	Те ж	
<b>8</b> Відновлення, плакатів, диспетчерських написів, фарбування фаз	-"	



Продовження таблиці 10.2.

1	2	3
<b>9</b> Ревізія контактних з'єднань	При потребі	
<b>10</b> Перевірка якості ущільнення дверей, прохідних ізоляторів	Те ж	
<b>11</b> Перевірка стану запобіжників та автоматичних вимикачів	"-	
<b>12</b> Заміна некаліброваних запобіжників	"-	
<b>13</b> Чищення ізоляції і бака. Заміна ізоляторів	При потребі	
<b>14</b> Перевірка кріплення ізоляторів на кронштейнах, перетягування і рознесення шлейфів 0,4кВ	Те ж	
<b>15</b> Перевірка стану теплового режиму вентиляційних пристроїв	"-	
<b>16</b> Перевірка стану засобів пожежогасіння	"-	
<b>17</b> Перевірка наявності трансформаторного масла в апаратах	"-	
<b>18</b> Перевірка стану заземлюючих пристроїв, вимірювання контура заземлення	"-	
<b>19</b> Контроль за станом індикатора (силікагеля) в трансформаторному фільтрі, заміна	"-	
<b>20</b> Перевірка спускного крана і ущільнення	"-	
<b>21</b> Ремонт замків та інші роботи	"-	
<b>22</b> Часткове пофарбування обладнання	"-	
<b>23</b> Частковий ремонт вторинної комутації	"-	
<b>24</b> Чищення і змащення робочих контактів роз'єднувачів, ВН, автоматичних вимикачів, рубильників, дугогасильних камер, регулювання приводів, блокувань та їх механізмів	"-	
<b>25</b> Виправлення і закріплення конструкцій будівельної частини ТП	"-	
<b>26</b> Заміна ламп освітлення	"-	
<b>27</b> Прогрівання кабельних воронок з доливанням мастики	"-	

Результати оглядів, перевірок, вимірювань заносяться в листки оглядів (перевірок), які наведені в додатку 40. В листку оглядів майстер вказує терміни і спосіб ліквідації несправностей. Несправності, які потребують термінової ліквідації, заносяться у відповідні "Журнали дефектів", в яких майстер вказує термін і спосіб ліквідації несправностей, а після ліквідації — дату ліквідації.

Форма "Журналу дефектів" наведена в додатку 41.

Згідно з матеріалами листків оглядів (перевірок) визначається обсяг робіт капітального ремонту об'єктів електричних мереж.

### 10.2.3 Капітальний ремонт

**10.2.3.1** Капітальний ремонт ПЛ 0,4-20 кВ на залізобетонних опорах необхідно проводити 1 раз на 10 років.

**10.2.3.2** Капітальний ремонт ПЛ 0,4-20 кВ на дерев'яних опорах повинен виконуватись 1 раз на 5 років.

Якщо ПЛ складається з дерев'яних і залізобетонних опор і перевагу складають дерев'яні опори, то капітальний ремонт повинен проводитись 1 раз на 5 років.

Конкретні терміни проведення ремонтів встановлюються в залежності від технічного стану електрооб'єкта і наявних матеріально-технічних ресурсів. Пріоритетність об'єктів при плануванні ремонтів встановлюється із врахуванням вимог і надійності електропостачання (категорійності) споживачів.

Перелік робіт, які виконуються при капітальному ремонті ПЛ напругою 0,4-20 кВ:

- комплекс робіт з технічного обслуговування;
- розчищення траси від кущів, звалених дерев;
- вирубування дерев, що загрожують падінням на проводи;
- встановлення відбійних тумб;
- заміна опор, стояків траверс, підкосів, приставок;
- встановлення приставок та підкосів;
- заміна проводів;
- перетягування проводів до житлових будинків і виробничих будівель та споруд (встановлення і заміна з'єднувачів, ремонтних муфт, бандажів);
- встановлення приставок до стійок опор, підкосів;
- перенесення опор та закріплення опор в слабких ґрунтах;
- регулювання, ремонт та заміна роз'єднувачів, кабельних муфт, грозорозрядників;
- заміна та встановлення додаткових заземлень;
- встановлення додаткових опор для підсилення ПЛ;
- заміна ізоляторів по всій довжині ПЛ;
- вирівнювання опор по всій довжині ПЛ;
- встановлення подвійного кріплення проводів;
- встановлення додаткових траверс, гаків та ізоляторів;
- заміна траверс;
- заміна заземлюючих спусків і заземлювачів;
- заміна відгалужень на вводах та виконання глухого кріплення проводів.

**10.2.3.3** Капітальний ремонт трансформаторних підстанцій напругою 6-20/0,4 кВ та розподільних пунктів напругою 6-20 кВ проводиться 1 раз на 5 років.

Перелік робіт, які виконуються при капітальному ремонті трансформаторних підстанцій, розподільних пунктів напругою 6-20/0,4 кВ:

- заміна і ремонт будівельної частини ТП, РП;
- очищення, ремонт і фарбування металевих конструкцій, корпусів обладнання, шаф, панелей, щитів РП;
- ремонт або заміна обладнання, збірних шин, блокувальних пристроїв;
- заміна обладнання ТП, РП та ремонт;
- заміна щитів КТП, КСО, ЩО;
- заміна і ремонт вводів напругою 0,4-10 кВ;

- встановлення, заміна і ремонт заземлюючих пристроїв, заміна заземлюючих провідників;
- заміна і ремонт засобів телемеханіки, зв'язку, релейного захисту і автоматики;
- ремонт освітлення;
- демонтаж незадіяного і пошкодженого обладнання;
- заміна силових трансформаторів після проходження ними капітального ремонту в ремонтних майстернях, заводах;
- комплекс робіт з технічного обслуговування, що виконується одночасно з ремонтом об'єкта.

**10.2.3.4** Конкретний термін проведення капітального ремонту в повному обсязі кожного об'єкта електромереж 0,4-20 кВ встановлюється керівництвом РЕМ згідно з технічним станом об'єкта.

## **10.2.4 Планування технічного обслуговування і капітального ремонту**

**10.2.4.1** Для забезпечення планомірного проведення технічного обслуговування і капітального ремонту за результатами оглядів, перевірок профілактичних випробувань і вимірювань, які визначають технічний стан об'єктів, РЕМ повинні скласти перспективні (річні) плани-графіки експлуатаційного обслуговування та проведення ремонту.

**10.2.4.2** Перспективні (річні) плани-графіки експлуатаційного обслуговування об'єктів електричних мереж на наступний рік складають РЕМ, узгоджують їх з виробничо-експлуатаційними службами Обленерго і подають на затвердження в Обленерго.

**10.2.4.3** Перспективні плани-графіки капітальних ремонтів об'єктів електричних мереж 0,4-20 кВ складаються в кожних РЕМ з урахуванням технічного стану об'єктів і регламентованої періодичності ремонтів, планів реконструкції, з урахуванням перспективного плану-графіка.

**10.2.4.4** Визначається обсяг ремонтних ресурсів, які необхідні для виконання капітального ремонту кожного об'єкта: трудовитрати, витрати на матеріали та деталі, тривалість роботи спецмеханізмів, вартість капітального ремонту об'єкта. При цьому повинен бути передбачений резерв ресурсів на виконання аварійно-відновних та інших непередбачених робіт, а також узгоджений обсяг ремонту, який виконують Підрядники. Заплановані обсяги робіт повинні відповідати наявним трудовим і матеріальним ресурсам. Після необхідного уточнення обсягів робіт і узгодження з відповідними службами та відділами електричної мережі, які беруть участь у забезпеченні і виконанні технічного обслуговування та капітального ремонту, річний план-графік РЕМ з конкретним завданням на кожен місяць затверджується керівництвом Обленерго. Готується і підписується договір на виконання робіт з капітального ремонту Підрядником.

Під час складання планів-графіків слід врахувати сезонність проведення ремонтних робіт.

**10.2.4.5** На початок місяця майстер РЕМ на основі річного плану-графіка, "Журналу дефектів", розрахунку робочого часу бригад і затверджених кошторисів повинен видати бригадам нормоване завдання, затверджене начальником РЕМ.

## **10.2.5 Підготовка і проведення робіт**

**10.2.5.1** Перед виконанням робіт майстер подає заявки на вимикання об'єктів електричних мереж, на яких передбачається виконання робіт. У випадку необхідності вимкнення споживачів для проведення робіт РЕМ або дільниці електричних мереж повинні своєчасно повідомити промисловим, комунальним і сільськогосподарським споживачам про причину вимкнення та його тривалість.

**10.2.5.2** Для підготовки і проведення робіт технічного обслуговування і ремонту електричних мереж використовуються типові карти організації праці або технологічні карти на основні види робіт, в яких на кожен роботу наведені склад бригади, кваліфікація виконавців, норма часу, особливі умови проведення роботи, необхідні захисні засоби, технічне оснащення, в тому числі комплектуючі вироби і матеріали, пристрої, інструмент, інвентар, опис операцій і порядок виконання роботи. В Обленерго типові карти організації праці, при необхідності, конкретизуються з урахуванням місцевих умов.

Вимкнення, заземлення на підстанціях ремонтovanого об'єкта, допуск бригад до роботи повинні проводитись у відповідності з "Правилами безпечної експлуатації електроустановок", затвердженими Держнаглядом України, Мінюст України 25.02.2001 р., наказ №26.

**10.2.5.3** Майстер повинен щоденно заповнювати "Журнал обліку виконаних робіт" (додаток 42).

У випадку заміни опор, проводів, встановлення нових перетинів, переходів необхідно провести зміни в паспортах об'єктів та поопорних схемах.

**10.2.5.4** Майстри дільниць щомісячно, у визначені РЕМ терміни, повинні здавати нормовані завдання на місяць із зазначенням фактично виконаних робіт. Звіти про технічне обслуговування та капітальні ремонти кожного об'єкта необхідно складати щомісячно або поетапно, після закінчення певного етапу роботи. Після закінчення капітального ремонту в цілому або його етапу слід проводити приймання-здавання роботи на кожному об'єкті електричних мереж. Звіти передаються керівництву Обленерго.

### **10.2.6 Приймання з ремонту**

**10.2.6.1** Закінченням капітального ремонту об'єкта електричних мереж вважається момент ввімкнення його в мережу, якщо при ввімкненні під напругу не виникла відмова.

**10.2.6.2** Після закінчення капітального ремонту майстер подає в РЕМ акт приймання-здавання відремонтованих і модернізованих об'єктів (додаток 39).

**10.2.6.3** Приймання з капітального ремонту здійснюється протягом місяця приймальною комісією, затвердженою головним інженером РЕМ. У склад комісії входять: головний інженер (заступник начальника) РЕМ, інженер виробничо-технічної групи РЕМ, майстер.

**10.2.6.4** Комісія з виїздом на об'єкт перевіряє обсяг робіт, виконаних згідно з планом і завданням, їх якість, а також правильність списання і оприходування матеріальних цінностей.

## **10.3 Повітряні лінії електропередачі напругою 35-150, 220-800 кВ**

### **10.3.1 Технічне обслуговування**

**10.3.1.1** При технічному обслуговуванні повинні виконуватись огляди, профілактичні перевірки, вимірювання, окремі види робіт з усунення дрібних пошкоджень і несправностей. Перелік робіт, які виконуються при технічному обслуговуванні ПЛ, і терміни їх проведення наведені в таблиці 10.3.

Таблиця 10.3

## Перелік робіт при технічному обслуговуванні ПЛ напругою 35-150, 220-800 кВ

Найменування робіт	Терміни проведення	Примітка
1	2	3

**1 Огляд ПЛ****1.1 Періодичний огляд в денний час**

Огляд без піднімання на опори	Не менше ніж 1 раз на рік
Перевірка протипожежного стану тра- си в зонах можливих пожеж	При оглядах ПЛ
Верховий огляд з підніманням на опо- ри для вибіркової перевірки стану проводів, тросів в затискачах і дистан- ційних розпорках, траверс арматури	Не менше ніж 1 раз на 5 років у випад- ках: - коли термін служби ПЛ 20 років і більше; - в зонах інтенсивного забруднення; - при проходженні ПЛ по відкритій міс- цевості; - за рішенням керівництва експлуату- ючої структури. Верхові огляди інших ПЛ - не менше ніж 1 раз на 10 років
Вибірковий огляд, який виконується інженером підприємства	Не менше ніж 1 раз на рік

<b>1.2 Позачерговий огляд після стихій- них явищ, вимкнення ПЛ захистами</b>	Проводиться: - при утворенні на проводах (тросах) криги; - при коливаннях проводів та тросів; - під час кригоходу, розливів річок та інших стихійних явищ; - після вимикання ПЛ від дії релейного захисту; - у разі успішного автоматичного пов- торного ввімкнення лінії; - за рішенням керівництва експлуату- ючої структури
--	---

<b>1.3 Нічний огляд</b>	При потребі
-------------------------	-------------

**2 Профілактичні перевірки і вимірю-  
вання**

<b>2.1 Перевірка відстані від проводів до поверхні землі і різних об'єктів, між проводами різних ліній, а також стріл прогину проводів</b>	При потребі
--	-------------

## Продовження таблиці 10.3

1	2	3
<b>2.2</b> Перевірка відхилення опор та їх елементів від проектного положення	При потребі, залізобетонні опори - перші 1-2 роки експлуатації, далі - при потребі	
<b>2.3</b> Перевірка і підтягування бандажів, болтових з'єднань і гайок анкерних болтів опор	При потребі	
<b>2.4</b> Вибіркова перевірка стану фундаментів опор і U-подібних болтів опор на відтяжках з розкопуванням ґрунту	Не менше ніж 1 раз на 6 років	
<b>2.5</b> Перевірка стану залізобетонних опор і приставок	Те ж	
<b>2.6</b> Контроль виникнення тріщин в стояках залізобетонних опор. Вибіркова перевірка стану фундаментів опор	Після перших 3 років експлуатації, далі - 1 раз на 6 років	
<b>2.7</b> Перевірка стану антикорозійного покриття металевих опор і траверс, металевих підножників і анкерів відтяжок з вибірковою розкопуванням ґрунту	Не менше ніж 1 раз на 6 років	
<b>2.8</b> Перевірка загнивання деталей дерев'яних опор	Перший раз - через 3-6 років після вводу ПЛ в експлуатацію, далі - не менше ніж 1 раз на 3 роки, а також перед підніманням на опору	
<b>2.9</b> Перевірка тяжіння у відтяжках опор	Перші 2 роки експлуатації - щорічно, далі - 1 раз на 3 роки	
<b>2.10</b> Перевірка стану контактних болтових з'єднань проводів електричними вимірюваннями	Не менше ніж 1 раз на 5 років	
<b>2.11</b> Перевірка стану проводів блискавозахисних тросів і контактних з'єднань	При оглядах ПЛ, після монтажу нових з'єднань	
<b>2.12</b> Перевірка ізоляторів		
<b>2.12.1</b> Перевірка ізоляторів всіх типів	При огляді ПЛ	
<b>2.12.2</b> Перевірка електричної міцності підвісних тарільчастих фарфорових ізоляторів	Перший раз - після 1-2 років експлуатації, другий - після 6-10 років експлуатації, далі - з періодичністю відповідно до інструкцій	
<b>2.13</b> Перевірка заземлюючих пристроїв опор		

## Продовження таблиці 10.3

Найменування робіт	Терміни проведення	Примітка
1	2	3
<b>2.13.1</b> На опорах всіх типів	При оглядах ПЛ, після капітального ремонту або реконструкції заземлюючого пристрою	
<b>2.13.2</b> Вимірювання опор заземлюючих пристроїв опор ПЛ 110 кВ і вище з блискавкозахисними тросами	При виявленні слідів перекриття або пошкодження ізоляторів електричною дугою. Вибірково у 2% залізобетонних і металевих опор в населеній місцевості, на ділянках ПЛ з агресивними ґрунтами або ґрунтами, які погано проводять струм - не менше ніж 1 раз на 12 років	
<b>2.13.3</b> Вибіркове вимірювання опор заземлюючих пристроїв залізобетонних і металевих опор в населеній місцевості, на ділянках ПЛ з найбільш агресивними або погано провідними ґрунтами	Не менше ніж 1 раз на 10 років	
<b>2.14</b> Перевірка лінійної арматури (положення віброгасників, дистанційних розпорок), з'єднувачів та розтискачів проводів і тросів	При потребі	
<b>2.15</b> Перевірка трубчастих розрядників і захисних проміжків	1 раз на 3 роки	
<b>3</b> Окремі роботи		
<b>3.1</b> Розчищення траси та підтримування встановленої ширини просік, вирубування окремих дерев	При потребі	
<b>3.2</b> Відновлення сигнальних знаків і плакатів на окремих опорах	Те ж	

## Продовження таблиці 10.3

Найменування робіт	Терміни проведення	Примітка
1	2	3
<b>3.3</b> Заміна окремих елементів ПЛ, нормативні характеристики яких погіршилися в період між черговими капітальними ремонтами, ремонт фундаментів, вирівнювання опор, ремонт та заміна заземлюючих спусків і місць приєднання їх до заземлюючого контуру, ліквідація перекосів траверс, заварювання болтових з'єднань на металевих опорах, встановлення на проводі (тросі) ремонтних затискачів, бандажів, закріплення обірваних дротів, регулювання проводу (троса), вирізання і заміна пошкоджених ділянок проводу (троса), змащення троса, заміна віброгасників, дистанційних розпорок та затискачів, посилення і заміна ізоляторів в ізолюючих підвісках, відновлення постійних знаків на ПЛ	При потребі	
<b>3.4</b> Технічний нагляд за проведенням робіт при спорудженні ПЛ	При спорудженні нових ПЛ	
<b>3.5</b> Тепловізійний контроль ПЛ	Те ж	
<b>3.6</b> Перевірка на виявлення зон впливу ПЛ напруженою 330 кВ і вище	Використовується, коли проведені роботи на лінії або трасі могли вплинути на значення напруженості та електричного поля	
<b>3.7</b> Підтримування протипожежного стану траси лінії у зоні можливих пожеж	При потребі	
<b>3.8</b> Обмивання ізоляції	Те ж	
<b>4.0</b> Встановлення, заміна та перевірка стану спеціальних пристроїв проти сідання птахів над гірляндами	-"	
<b>4.1</b> Підтримування у справному стані сигнальних знаків у місцях перетину ПЛ водних шляхів, пристроїв світлоогорожі та знаків, які встановлюються на окремих опорах	-"	
<b>4.2</b> Ремонт підземної частини опор (фундаментів) та захист бетону від дії агресивного середовища, затирання щілин, встановлення ремонтних бандажів, посилення місця кріплення опор у ґрунті	-"	



## Продовження таблиці 10.3

1	2	3
4.3 Влаштування проїздів по трасі, планування, підсилення та трамбування ґрунту біля опор, встановлення та ремонт відбійних труб біля опор, розташованих на узбіччі доріг, ремонт кригозахисних споруд	При потребі	
4.4 Фарбування металевих опор та металевих деталей залізобетонних опор	Те ж	
4.5 Технічне обстеження проектними організаціями ліній електропередачі, переходів через річки і водосховища, аналіз та надання експертної оцінки сучасного технічного стану ПЛ і рекомендації стосовно їх подальшої експлуатації	"-"	
4.6 Охорона ПЛ	"-"	

**10.3.1.2** Несправності ПЛ, виявлені в результаті оглядів, записуються в "Листках огляду" (додаток 40).

**10.3.1.3** Несправності з "Листків огляду" вносяться в "Журнал дефектів ПЛ" (додаток 41), де майстром вказуються термін і спосіб ліквідації несправності, а після її усунення — дата усунення дефектів.

**10.3.1.4** На основі записів у журналах і відповідних технічних вимог, допусків і норм відбракування визначається обсяг роботи при ремонті ПЛ.

**10.3.1.5** Якщо в обсязі робіт визначена заміна на ПЛ до 30% всіх типів опор, або заміна проводу і блискавкозахисного троса сумарною протяжністю до 15% від загальної довжини ПЛ, то на такій ПЛ слід проводити капітальний ремонт в зв'язку з технічним станом ПЛ, незалежно від терміну проведення останнього капітального ремонту.

**10.3.1.6** Якщо визначено більший обсяг робіт ніж зазначений в п.10.3.1.5, то така ПЛ потребує реконструкції в зв'язку з технічним станом.

### 10.3.2 Капітальний ремонт ПЛ

**10.3.2.1** При капітальному ремонті виконується сукупність робіт для відновлення техніко-економічних характеристик ПЛ до значень, близьких до проектних, шляхом заміни, ремонту елементів.

**10.3.2.2** Плановий капітальний ремонт ПЛ на залізобетонних та металевих опорах проводиться не менше ніж 1 раз на 10 років, а на дерев'яних — не менше ніж 1 раз на 5 років.

**10.3.2.3** При капітальному ремонті проводяться наступні види робіт:

- на трасі ПЛ виконується розчищення трас, підтримання проектних розмірів ширини просіки, вирубування поза просікою дерев, які загрожують падінням на проводи ПЛ, захист опор від низових пожеж, надання можливості проїзду по трасі, планування, підсилення і утримування ґрунту біля опор. Встановлення та ремонт відбійних тумб біля опор, розташованих на узбіччі доріг, ремонт кригозахисних споруд;

- на залізобетонних опорах виконується затирання тріщин, вибоїн, встановлення ремонтних бандажів, захист бетону підземної частини опор від дії агресивного середовища, заміна та встановлення окремих опор, ремонт і заміна відтяжок і вузлів кріплення, ремонт

підземної частини опор (фундаментів); посилення утрамбування ґрунту навколо опор, вирівнювання опор, усунення перекошень траверс, фарбування металевих вузлів і деталей опор, посилення або заміна металевих вузлів і деталей, які втратили несучу здатність;

- на металевих опорах виконується фарбування металоконструкцій, заміна елементів опор, які втратили несучу здатність, їх зміцнення, вирівнювання, заміна та встановлення окремих опор, ремонт фундаментів, вирівнювання опор, ремонт і заміна відтяжок та вузлів їх кріплення;

- на дерев'яних опорах виконуються заміна та встановлення опор і їх деталей, встановлення приставок, захист деталей опор від загнивання, вирівнювання опор, заміна і пофарбування бандажних та болтових з'єднань;

- на проводах і блискавкозахисних тросах виконується встановлення і заміна з'єднань, ремонтних затискачів і бандажів, зварювальних з'єднань, закріплення обірваних дротів, підмотування стрічок в затискачах, вирізання або заміна несправних ділянок проводу (троса), перетягування (регулювання) проводів (тросів), заміна проводу (троса), встановлення або вирівнювання положення віброгасників, змащення троса, вирівнювання положення та встановлення потрібної відстані між електродами захисних проміжків на блискавкозахисних тросах;

- на заземлюючих пристроях виконується ремонт контурів заземлення, зменшення опору заземлювачів, включаючи збільшення їх кількості глибини закладання, ремонт або заміна заземлюючих спусків і місць приєднання їх до заземлюючого контуру;

- встановлення і заміна ізоляторів, арматури, трубчастих розрядників; заміна несправних ізоляторів в ізолюючих підвісках, чищення та обмивання ізоляторів, встановлення віброгасників, затискачів, розпорок, встановлення і заміна трубчастих розрядників;

- перепланування проходів, перетинів і підходів до підстанцій, заходи щодо симетрування ємнісної провідності фаз на ПЛ напругою 35 кВ, ремонт світлоогорожі опор, сигнальних та постійних знаків;

- комплекс робіт з технічного обслуговування.

**10.3.2.4** В склад робіт капітального ремонту включаються також роботи, пов'язані з підвищенням надійності і продовженням терміну служби ПЛ: заміна фарфорових ізоляторів на скляні, посилення ізоляції, заміна окремих видів арматури, встановлення залізобетонних пасинків (приставок) до дерев'яних опор, заміна опор, проводів, троса на окремих ділянках ПЛ, заміна дерев'яних опор на залізобетонні, підвішування троса на окремих ділянках ПЛ.

### **10.3.3 Планування робіт**

**10.3.3.1** У відповідності з технічним станом ПЛ і прийнятою періодичністю складаються багаторічні плани-графіки капітального ремонту ПЛ. В період капітального ремонту планується усунення всіх виявлених несправностей і дефектів ПЛ.

**10.3.3.2** Проекти річного плану-графіка технічного обслуговування та ремонту, складені, виходячи з багаторічного плану і "Журналу дефектів" кожної ПЛ, є основою для складання:

- зведеного річного плану робіт у вартісному виразі і трудових витратах для ПЛ кожного класу напруги з розбиванням за місяцями (кварталами) та виділенням обсягів і вартості робіт, які виконуються підрядним способом;

- зведеного річного плану технічного обслуговування ПЛ у фізичних обсягах і трудових витратах — за місяцями (кварталами) року.

Під час складання планів слід враховувати сезонність проведення ремонтних робіт.

**10.3.3.3** Одночасно з розробкою проекту річного плану готуються і затверджуються з Підрядником обсяги, терміни і умови виконання окремих робіт капітального ремонту, укладається договір.

**10.3.3.4** Одночасно з річними планами робіт складається і узгоджується річний план-графік вимикань ПЛ.

**10.3.3.5** На основі річного графіка робіт, "Журналів дефектів ПЛ", відомостей вимірювань, перевірок складаються місячні плани-звіти робіт.

### **10.3.4 Підготовка і проведення робіт**

**10.3.4.1** Для підготовки і проведення основних робіт із технічного обслуговування і капітального ремонту ПЛ 35-800 кВ використовуються типові технологічні карти, в яких наведені організація праці, технологія виконання робіт, склад бригад і кваліфікація персоналу, норми часу, вимоги з техніки безпеки, перелік захисних засобів, матеріалів, механізмів, інструменту, пристроїв, інвентаря, які використовуються для виконання робіт. В ПЕМ типові технологічні карти при необхідності уточнюються у відповідності з місцевими умовами і конструкціями застосовуваних ПЛ. У цих випадках карти затверджуються керівництвом Обленерго (для ПЛ напругою 35-150 кВ) та вищезазначеними відособленими підрозділами ДП "НЕК "Укренерго" (для ПЛ напругою 220-800 кВ).

**10.3.4.2** Вимикання, заземлення ПЛ на підстанціях і допуск бригад до роботи здійснює оперативний персонал підстанцій або персонал оперативно-виїзних бригад.

**10.3.4.3** Підготовка і проведення ремонту ПЛ під напругою проводиться у відповідності з інструкціями щодо робіт під напругою на повітряних лініях електропередач і чинними нормами часу на виконання цих робіт.

**10.3.4.4** При роботах з вимиканнями ПЛ всі підготовчі роботи повинні бути виконані до вимкнення лінії.

**10.3.4.5** Виконані роботи з ремонту і технічного обслуговування реєструються в "Журналі обліку виконаних робіт" (додаток 42), де вказуються: місце роботи, назва ПЛ, найменування і обсяг робіт (якщо проводились заміна або ремонт опор, проводів, тросів, вказуються номери опори або інтервал номерів опор, де проводився ремонт), виконавець робіт і склад бригади, які проводили ремонт, час початку і закінчення робіт.

Основні роботи, виконані на ПЛ (заміна опор, проводу, троса, нові перетини, переобладнання), заносяться в паспорт ПЛ.

**10.3.4.6** В кошторис річного плану включають витрати на можливе покриття збитків, нанесених при виконанні капітального ремонту ПЛ на сільськогосподарських угіддях.

### **10.3.5 Приймання із ремонту**

**10.3.5.1** Закінченням капітального ремонту ПЛ вважається момент ввімкнення її в мережу, якщо при ввімкненні під напругу не виникла відмова.

**10.3.5.2** Звіти про технічне обслуговування та капітальні ремонти кожної ПЛ необхідно складати щомісячно або поетапно, після закінчення повного етапу роботи. Після закінчення капітального ремонту в цілому або його етапу слід проводити приймання-здавання роботи кожної лінії.

**10.3.5.3** Звіти про технічне обслуговування та капітальні ремонти ПЛ напругою 35-150 кВ передають керівництву Обленерго, а про ПЛ напругою 220-750 кВ — керівництву відособлених структурних підрозділів електроенергетичної системи.

## **10.4 Обладнання підстанцій напругою 35 кВ і вище**

### **10.4.1 Технічне обслуговування**

**10.4.1.1** При технічному обслуговуванні обладнання підстанцій (далі — ПС) напругою 35 кВ і вище виконуються наступні роботи, вказані в таблиці 10.4.

Таблиця 10.4

## Перелік робіт при технічному обслуговуванні обладнання ПС напругою 35 кВ і вище

Найменування робіт	Терміни проведення	Примітка
1	2	3
<b>1</b> Огляд обладнання і споруд оперативним персоналом	На об'єктах з постійним черговим персоналом: - огляд головних трансформаторів, автотрансформаторів, обладнання відкритих розподільних пристроїв напругою 35-750 кВ, компресорної і схем живлення власних потреб підстанції - 1 раз на добу; - з місцевим черговим персоналом, який знаходиться вдома - 1 раз на день; - без чергового персоналу - не менше ніж 1 раз на місяць	
<b>2</b> Позачерговий огляд	Після непередбаченого вимкнення обладнання	
<b>3</b> Вибірковий огляд керуючим персоналом Обленерго, начальником ПС (групи ПС), інженерно-технічним персоналом групи ПС і служби ПС	Згідно з графіком ПЕМ	Періодичність оглядів (з урахуванням місцевих умов) вказується в посадових інструкціях персоналу
<b>4</b> Випробування і контроль параметрів та ізоляційних характеристик обладнання	У відповідності з нормами випробувань обладнання	Зменшення періодичності випробувань в порівнянні з нормативною визначається з урахуванням місцевих умов експлуатації
<b>5</b> Випробовування роботи комутаційних апаратів і приводів у міжремонтний період	У відповідності з графіком, й встановленим керівництвом РЕМ, ПЕМ або енергокомпанії	

**10.4.1.2** Зауважені при оглядах несправності, результати випробувань, вимірювань, контролю, заносяться в "Журнал дефектів" (додаток 41) або картотеку дефектів. Дрібні несправності у відповідності з місцевими інструкціями ліквідуються оперативним персоналом з відповідною відміткою в "Журналі дефектів".

**10.4.1.3** Інформація про несправність в роботі обладнання або перевищення допустимих значень даних випробувань, контролю або випробовування обладнання передається (у

відповідності з місцевими інструкціями) особам, які приймають рішення про терміни і засоби їх усунення.

**10.4.1.4** Виконання профілактичних робіт оформляється актами приймання-здавання або протоколами.

**10.4.2** Плановий капітальний ремонт обладнання підстанцій напругою 35 кВ і вище

**10.4.2.1** Плановий капітальний ремонт (далі — ремонт) обладнання ПС напругою 35 кВ і вище проводиться для відновлення працездатності, ресурсу обладнання або його елементів.

Періодичність проведення ремонту обладнання ПС напругою 35 кВ і вище наведена в таблиці 10.5.

Таблиця 10.5

**Періодичність проведення ремонту обладнання ПС**

Найменування обладнання	Вид, періодичність ремонту	Примітка
1	2	3
Синхронний компенсатор	Капітальний ремонт - 1 раз на 4-5 років	Номенклатура і об'язковий регламентований обсяг робіт при капітальному ремонті С вказані в додатку 2, роз-діл 14
Силовий трансформатор, масляний реактор	Капітальний ремонт трансформаторів 110-150 кВ потужністю 63 МВА і більше, 220 кВ і вище - не пізніше 12 років після введення в роботу, далі - за результатами вимірювань. Решта трансформаторів, реакторів - за результатами вимірювань. Поточний ремонт - за результатами вимірювань, технічним станом	Номенклатура і об'язковий регламентований обсяг робіт при капітальному ремонті силових трансформаторів вказані в додатку 2, розділ 15
Масляний вимикач	Середній (капітальний ремонт) - 1 раз на 6-8 років з урахуванням вимкнень струмів короткого замикання. Періодичність термінів ремонту повинна бути зменшена у відповідності з типом вимикача і станом його масла	
Повітряний вимикач	Середній (капітальний ремонт) - 1 раз на 4-6 років	
Вимикач завантаження, роз'єднувач і заземляючі ножі	Середній (капітальний ремонт) - 1 раз на 4-8 років	
Відокремлювач, короткозамикач з відкритим ножем, їхні приводи	Середній (капітальний ремонт) - 1 раз на 2-3 роки	

Продовження таблиці 10.5.

1	2	3
Вимикачі різного виду (елегазовий, вакуумний)	Позачерговий ремонт - після вичерпання допустимого комутаційного ресурсу	
Компресор	Капітальний ремонт - 1 раз на 2-3 роки, а тих, котрі напрацьовують на добу 8 годин і більше - щорічно	
Конденсаторна установка	Капітальний ремонт - не менше ніж 1 раз на 6 років	
Акумуляторні батареї	Капітальний ремонт - не пізніше ніж 15 років після початку експлуатації, після вичерпання ресурсу проводиться середній ремонт РУ незалежно від терміну експлуатації	

### 10.4.3 Планування ремонту

**10.4.3.1** Перший ремонт встановленого обладнання проводиться в терміни, вказані в технічній документації заводу-виробника.

**10.4.3.2** Періодичність капітального і поточного ремонтів обладнання електричних підстанцій напругою 35кВ і вище встановлюється головним інженером.

При впровадженні систем технічної діагностики терміни ремонтів встановлюються за результатами діагностики.

План-графік робіт з ремонту і технічного обслуговування обладнання електричних підстанцій складається згідно з формою, наведеною в додатку 43.

### 10.4.4 Підготовка і проведення ремонту

**10.4.4.1** Типова номенклатура і технологія виконання робіт (операцій) при проведенні капітального і поточного ремонту передбачена типовими технологічними картами на капітальний ремонт конкретних видів обладнання, комірок, секцій збірних шин, типовими картами організації праці на капітальний ремонт або заміну окремих видів обладнання, "Нормами часу на ремонт і ТО електричних мереж. Капітальний, поточний ремонт і ТО обладнання електричних підстанцій напругою 35 кВ і вище", ГКД 34.05.834, т.т.5, 6.

**10.4.4.2** Уточнені технологію і організацію праці необхідно вносити в технологічні карти на виконання капітального ремонту конкретного виду обладнання або комплексу обладнання і затверджувати головним інженером.

**10.4.4.3** Поточний ремонт трансформаторів включає зовнішній огляд і усунення дефектів, які піддаються ліквідації їх на місці, очищення ізоляторів і бака, очищення розширювача, доливання масла, заміну сорбенту у фільтрах, перевірку (заміну) підшипників двигунів системи охолодження і вентиляції; відбір проб масла, проведення вимірювань і випробувань.

**10.4.4.4** Приймання трансформатора в ремонт оформляється актом приймання-здавання. Видача трансформатора з ремонту оформляється з передачею Замовнику звітної технологічної документації, протоколу випробувань, вимірювань. Капітальні ремонти тран-

сформаторів виконуються підрядними організаціями, ремонти із заміною обмоток головних трансформаторів - в заводських умовах.

**10.4.4.5** Поточний ремонт комутаційних апаратів включає зовнішній огляд обладнання, його чищення, перевірку кріплень і підтягування контактів ошиновки, ремонт ізоляції зачищення і шліфування підгорілих місць контактів, змащення контактів, вимірювання опору контактів постійного струму, змащення частин тертя, відбір проб масла і доливання його, випробування вмикання і вимикання.

**10.4.4.6** Капітальний ремонт комутаційної апаратури (масляні, повітряні вимикачі, роз'єднувачі, відокремлювачі, короткозамикачі) проводиться за встановленою технологією і включає повне розкладання апарата і його елементів, виявлення дефектів, ремонт і заміну окремих елементів, складання, змащення поверхонь тертя, фарбування окремих елементів, регулювання і випробування апарата. Капітальні ремонти проводяться переважно персоналом спеціалізованих ремонтних бригад, які входять в склад служби (групи) підстанцій. Основний обсяг ремонту виконується, як правило, на місці встановлення апарата з використанням пересувних майстерень. Окремі види ремонту (ремонт вводів, вмонтованих трансформаторів струму тощо) виконуються в умовах стаціонарних майстерень. При індустріальних методах ремонту з використанням обмінного фонду, ремонт і відновлення транспортбельних елементів обладнання виконується в умовах ремонтної бази.

**10.4.4.7** Початком ремонту обладнання підстанції вважається час з моменту його вимкнення з мережі. Якщо основне обладнання виводиться в ремонт з резерву, то початком ремонту вважається час з моменту диспетчерського дозволу на виведення в ремонт.

#### **10.4.5 Приймання з ремонту**

**10.4.5.1** Приймання обладнання з ремонту проводиться після встановлення його під напругу, навантаження. Терміном закінчення ремонту є закінчення випробування обладнання під напругою (навантаженням) впродовж 48 годин і при відсутності дефектів.

**10.4.5.2** При прийманні обладнання з ремонту оформляється акт приймання-здавання відремонтованого або модернізованого об'єкту згідно з додатком 39.

## **11 Система технічного обслуговування і ремонту виробничих будівель і споруд підприємств теплових та електричних мереж**

### **11.1 Загальні положення**

**11.1.1** Система технічного обслуговування і ремонту виробничих будівель і споруд є сукупністю організаційно-технічних заходів із спостереження, нагляду і всіх видів ремонтів, що здійснюються у встановленому плановому порядку.

Ця система передбачає виконання комплексу робіт, спрямованих на забезпечення справного стану будівель і споруд, надійної та економічної їх експлуатації при оптимальних трудових і матеріальних витратах, а саме:

- технічне обслуговування будівель і споруд;
- ремонтне обслуговування будівель і споруд;
- вивчення досвіду експлуатації і встановлення оптимальної періодичності проведення ремонтів;
- організаційно-технічну підготовку ремонтів;
- своєчасне забезпечення ремонтних робіт матеріально-технічними ресурсами;
- впровадження прогресивних форм організації і управління ремонтом;
- впровадження передових методів ремонту, комплексної механізації і передової технології;
- впровадження спеціалізації ремонтних робіт;
- контроль якості виконуваних робіт і застосовуваних матеріалів в процесі технічного обслуговування та ремонту;
- аналіз параметрів технічного стану будівель і споруд до і після ремонту;
- систематичний облік техніко-економічних показників і розробка організаційно-технічних заходів для покращання цих показників.

### **11.2 Технічне обслуговування**

**11.2.1** Технічне обслуговування будівель і споруд передбачає виконання комплексу заходів з інженерного нагляду і контролю за справним станом будівель і споруд, їх інженерних систем і проммайданчика, своєчасного усунення окремих дефектів і виконання дрібних разових ремонтних робіт, в тому числі:

- систематичного контролю за дотриманням вимог ПТЕ, спрямованих на збереження будівельних конструкцій;
- забезпечення оглядів і обстежень виробничих будівель і споруд за затвердженими графіками із залученням в необхідних випадках компетентних організацій;
- спостереження за осіданням будівель і споруд;
- контролю за дотриманням режиму експлуатації, передбаченого проектом (вібраційні навантажееревантаження на покрівлі, перекриття);
- спостереження за розвитком деформацій, виявлення дефектів будівельних конструкцій;
- спостереження за режимом ґрунтових вод, запобігання обводненню основ і фундаментів;
- підтримки в справному стані пристроїв для відведення атмосферних вод;
- очищення і промивання конструкцій від забруднення, санітарне утримання будівель і споруд;
- контролю за станом антикорозійного покриття металевих конструкцій і гідроізоляційного покриття залізобетонних конструкцій та виконання робіт з усунення окремих виявлених дефектів;



- виконання робіт з усунення окремих деформацій, дрібні разові роботи з усунення дефектів;
- виконання заходів з підготовки до зими, повені, проти обледеніння, протипожежні заходи, заходи з охорони навколишнього середовища;
- підтримання в належному стані вимощення навколо будівель і споруд, планування території, виконання робіт з усунення окремих дефектів;
- слідкування за щільністю прилягання покрівлі до стін, парапетів, труб, вишок, антенних пристроїв та інших конструкцій і виконання робіт з усунення окремих виявлених дефектів;
- слідкування за справним станом внутрішніх мереж водопостачання, каналізації і тепlopостачання та виконання робіт з усунення окремих виявлених дефектів;
- слідкування за нормальною роботою вентиляційних систем та виконання робіт з усунення окремих виявлених дефектів.

**11.2.2** Крім наведених задач, метою технічних оглядів є розробка пропозицій щодо покращання технічної експлуатації будівель, а також якості проведення усіх видів ремонтів.

**11.2.3** Для кожної виробничої будівлі і споруди або для групи будівель і споруд необхідно скласти інструкцію з експлуатації міжповерхових покриттів, площадок і підлоги із зазначенням граничних навантажень для окремих зон покриття, підлоги і відповідних майданчиків. На елементах будівель і споруд, які добре видно, необхідно виконати і постійно зберігати написи, що вказують величину граничних навантажень.

**11.2.4** Будівельні конструкції повинні бути захищеними від великих теплових впливів, які виникають при розливанні рідкого металу, обробці розпечених деталей, викидах пари тощо, а також від дії опромінення внаслідок недостатньої теплової ізоляції нагрівальних агрегатів. У місцях неминучого впливу перерахованих факторів необхідно зробити надійну термоізоляцію.

**11.2.5** Порядок технічного обслуговування будівель і споруд встановлюється енергокомпанією і здійснюється підприємством у відповідності з документом "Нормативні документи з питань обстежень, паспортизації, безпечної та надійної експлуатації виробничих будівель і споруд", частина 2, та іншими нормативними документами з експлуатації і технічного обслуговування будівель та споруд.

**11.2.6** В залежності від розмірів і структури підприємства або організації обов'язки із спостереження за експлуатацією будівель і споруд повинні покладатися або на спеціальну службу спостереження за безпечною експлуатацією будівель і споруд підприємства, або на відділ капітального будівництва, будівельну групу, а також на відповідні експлуатаційні служби.

**11.2.7** Структуру і чисельний склад підрозділів, які здійснюють нагляд за експлуатацією будівель і споруд, розробляє керівник (власник) будівлі (споруди).

**11.2.8** Усі виробничі будівлі і споруди підприємства або його частини (прогін, поверх) наказом директора підприємства закріплюються за цехами, відділами та іншими підрозділами (організаціями), що займають вказані площі. Начальники відповідних підрозділів (цех, відділ тощо) є особами, відповідальними за правильну експлуатацію, збереження та своєчасний ремонт закріплених за підрозділами будівель, споруд або окремих приміщень.

**11.2.9** Для обліку робіт із технічного обслуговування та ремонту повинні вестись технічний журнал та паспорти на будівлі і споруди, в які заносяться записи про всі виконані роботи і про всіх виконавців. Технічний журнал є основним документом, який характеризує стан експлуатованих об'єктів. Відомості, подані в журналі, відображають

технічний стан будівлі і споруди на даний період часу, а також з початку його експлуатації, служать вихідними даними при складанні відомостей (описів) обсягів робіт.

Форми технічних журналів наведені в додатках 2.2 і 2.4, частина 2 "Нормативні документи з питань обстежень, паспортизації, безпечної та надійної експлуатації виробничих будівель і споруд".

**11.2.10** Своєчасність проведення і виконаний обсяг робіт із технічного обслуговування, а також ведення технічних журналів, повинні постійно контролюватись службою спостереження, групою чи наглядачем будівель і споруд підприємства.

### **11.3 Плановий ремонт**

**11.3.1** Ремонт виробничих будівель і споруд є комплексом технічних заходів, спрямованих на підтримання чи відновлення початкових експлуатаційних якостей як для будівлі в цілому, так і її окремих конструкцій.

**11.3.2** Плановий ремонт будівель і споруд поділяється на капітальний і поточний.

**11.3.3** До капітального ремонту будівель і споруд належать роботи, у процесі яких проводиться заміна та підсилення зношених конструкцій, деталей і споруд або їх заміна на більш прогресивні і економічні, що покращують експлуатаційні можливості об'єктів, за винятком повної заміни або заміни основних конструкцій, термін служби яких є найбільшим (кам'яні і бетонні фундаменти, всі види стін будівлі, всі види каркасів стін, труби підземних мереж, опори мостів тощо).

**11.3.4** При капітальному ремонті не допускається змінювати трасу трубопроводу, автомобільної дороги, залізничного шляху, ліній зв'язку чи електричної лінії без узгодження з відповідними організаціями.

**11.3.5** При проведенні капітального ремонту не допускається заміна існуючих конструкцій на такі, що не відповідають діючим технічним умовам і нормам нового будівництва.

**11.3.6** Капітальний ремонт виробничих будівель і споруд може бути комплексним, що охоплює будівлю чи споруду в цілому, чи вибірково, що складається з ремонту окремих конструкцій будівлі, споруди або окремого виду інженерного обладнання.

**11.3.7** Вибірковий капітальний ремонт проводиться у випадках:

- якщо комплексний ремонт будівлі може викликати серйозні перешкоди у роботі підприємства в цілому чи окремого цеху;
- при великому зносі окремих конструкцій;
- при економічній недоцільності проведення комплексного капітального ремонту.

**11.3.8** При проведенні вибіркового капітального ремонту необхідно в першу чергу передбачити ремонт тих конструкцій, від яких залежить нормальний перебіг технологічного процесу (підкранових балок і шляхів, підлоги, виробничого водопроводу, теплопостачання, вентиляційних систем і установок з кондиціювання повітря, виробничої каналізації тощо), а також конструкцій, через вади яких можуть постраждати інші частини будівлі чи споруди (покрівлі, водостічної мережі, водопровідно-каналізаційні пристрої тощо).

**11.3.9** Вибірковий капітальний ремонт виробничих будівель і споруд залежно від умов експлуатації відповідних конструкцій чи видів інженерного обладнання повинен здійснюватися відповідно до ступеню їх зношення.

**11.3.10** До поточного ремонту виробничих будівель і споруд належать роботи з систематичного і своєчасного захисту частин будівлі (споруди) та інженерного обладнання від передчасного зносу шляхом проведення запобіжних заходів і усунення дрібних пошкоджень і поломок.

**11.3.11** Пошкодження аварійного характеру, що створюють небезпеку для працюючого персоналу чи призводять до пошкодження обладнання, сировини і продукції або руйнування конструкції будівлі, повинні усуватися терміново.

#### **11.4 Спеціалізація робіт**

**11.4.1** Специфіка ремонту будівель і споруд підприємств, що виражається в технічній складності ремонтних робіт через незручність умов виконання робіт, складування матеріалів, складність організації потоку робіт, потребу у великій кількості нестандартних деталей і конструкцій, вимагає розвитку спеціалізації при проведенні ремонту. Спеціалізація ремонту будівель і споруд передбачає організацію:

- ремонтно-будівельних цехів підприємств;
- спеціалізованих ремонтних підприємств в енергокомпаніях.

**11.4.2** Ремонтно-будівельні цехи підприємств здійснюють технічне обслуговування будівель і споруд, поточний ремонт і окремі види робіт з капітального ремонту будівель і споруд в залежності від технічного оснащення і кваліфікації персоналу.

**11.4.3** Спеціалізовані ремонтні підприємства енергокомпаній виконують роботи:

- ремонт усіх видів покрівель з відновленням парапетів і прилеглостей до них;
- ремонт фасадів із заміною засклення на склоблоки і алюмінієві вітражі зі встановленням пристроїв для відкривання;
- ремонт виробничих і побутових приміщень підприємств;
- ремонт золівдвалів і золопроводів;
- ремонт підземних комунікацій;
- роботи із заміни будівельних конструкцій при техпереозброєнні об'єкта або модернізації обладнання;
- ремонт газоходів без ремонту теплоізоляції;
- антикорозійний захист і фарбування металоконструкцій ферм, колон і обладнання основних цехів та паливних складів;
- ремонт внутрішніх систем холодного і гарячого водопостачання;
- ремонт опалення, каналізації, енергопостачання і електроосвітлення;
- ремонт залізобетонних конструкцій, каналів, в тому числі гідротехнічних споруд, з їх підсиленням та ін'єктуванням;
- торкретні роботи;
- ремонт та рихтування підкранових колій.

Крім зазначеного, спеціалізовані ремонтні підприємства енергокомпаній можуть виконувати:

- ремонт і модернізацію градирень;
- ремонт магістральних трубопроводів теплових мереж та їх антикорозійний захист;
- ремонт під'їзних (підстанційних) залізничних колій;
- благоустрій території, відновлення дорожнього покриття і загороджень в зоні підприємства;
- інші види робіт.

#### **11.5 Планування ремонту**

**11.5.1** Планування ремонту будівель і споруд включає в себе розробку перспективних планів капітального ремонту основних будівель і споруд підприємств для спеціалізованих організацій Міністерства палива та енергетики України.

**11.5.2** Усі роботи, передбачені системою планово-запобіжних ремонтів на виробничих будівлях і спорудах, виконуються за річними планами (графіками), що затверджені керівниками енергокомпаній.

**11.5.3** У річних планах-графіках встановлюються терміни проведення планових технічних оглядів, поточних і капітальних ремонтів з рознесенням усіх заходів за місяцями.

**11.5.4** Якщо одночасно з ремонтом ускладнюється або стає неможливим виконання технологічних процесів чи іншої основної діяльності підприємства, плани всіх видів ремонтів виробничих будівель і споруд повинні бути пов'язані з планами робіт відповідних виробничих підрозділів підприємства.

**11.5.5** Плани ремонтів складаються на основі даних технічних оглядів будівель і споруд, окремих конструкцій і видів інженерного обладнання.

**11.5.6** Перспективний план капітального ремонту основних будівель і споруд затверджується енергокомпанією на п'ять років на основі матеріалів, що подаються підприємствами за формою додатка 44 і служить основою для розробки проектно-кошторисної документації, планування трудових, матеріальних і фінансових ресурсів.

Перспективний план може щорічно коректуватися з урахуванням існуючих обставин.

**11.5.7** Річне планування ремонту будівель і споруд (димових труб, газоходів, градирень, гідротехнічних та інших будівель і споруд), робіт із золошлаковідвалів здійснюється у відповідності з перспективним планом, з урахуванням технічного стану об'єктів. При цьому в річний план можуть бути внесені обґрунтовані зміни проти перспективного плану. Форма річного плану наведена в додатку 45.

Контроль технічного стану об'єктів виконується з періодичністю і обсягами, встановленими нормативно-технічною документацією "Нормативні документи з питань обстежень, паспортизації, безпечної та надійної експлуатації виробничих будівель і споруд".

Обсяг і вартість робіт в річному плані визначаються:

- при капітальному ремонті будівель і споруд — на основі проектно-кошторисної документації на ремонт;

- при поточному ремонті (в разі відсутності проекту ремонту) — на основі розцінкових описів, складених при проведенні оглядів будівель і споруд, записів технічного журналу з експлуатації будівель і споруд.

Роботи з модернізації (реконструкції) будівель і споруд можуть включатися в річний план ремонту, якщо в період розробки плану підприємство володіє технічною документацією і укладеними договорами з термінами постачання матеріалів не пізніше трьох місяців до початку ремонту.

**11.5.8** При розробці річного плану ремонту будівель і споруд слід керуватись:

- технічним станом будівель і споруд, встановленим при огляді;

- пропозиціями інспектуючих осіб, записаними в журналі технічного огляду;

- нормами періодичності контролю технічного стану димових труб і градирень згідно з додатком 46;

- нормами простою димових труб для обстеження внутрішньої поверхні футеровки, ізоляції залізобетонної поверхні і головки труби;

- орієнтовною тривалістю капітальних ремонтів димових труб, газоходів і градирень згідно з додатком 47;

- приблизною періодичністю капітальних ремонтів виробничих будівель і споруд згідно з додатком 48 і конструктивних елементів згідно з додатком 49;

- необхідністю суміщення капітального ремонту газоходів з капітальним ремонтом котла, перевірки технічного стану газоходів із поточним і середнім ремонтом котла;

- наявними фінансовими засобами на ремонт.

При плануванні ремонту з тривалістю або періодичністю, відмінними від нормативних, підприємство повинно провести обґрунтування і подати його в енергокомпанію.

Обґрунтуванням, що підтверджує необхідність ремонту раніше нормативного строку, є аварійні акти, акти інструментального обстеження, накази, технічні висновки, аналіз пошкоджень тощо.

**11.5.9** Номенклатура ремонтних робіт і тривалість ремонту уточнюються в кожному конкретному випадку за технічним станом об'єкта проектом ремонту, проектом виконання робіт. При цьому:

- час проведення ремонту слід максимально суміщати з капітальним ремонтом відповідного обладнання;
- ремонт об'єктів з великим обсягом робіт доцільно планувати в кілька етапів з метою максимального скорочення часу виведення об'єктів з роботи;
- усі підготовчі роботи повинні бути виконані до виведення об'єкта в ремонт;
- проект виконання робіт і графік ремонту розробляються Підрядником і узгоджуються із Замовником;
- ремонтні роботи на об'єктах, пов'язані з обмеженням потужності підприємства, повинні виконуватися в дві-три зміни.

**11.5.10** При необхідності виведення димових труб, газоходів і градирень в ремонт на тривалий термін, пов'язаний з обмеженням потужності електростанції, розробляються технічні рішення з переключення основного обладнання на інші споруди або зі встановлення на період ремонту тимчасових споруд, що скорочують або повністю ліквідують обмеження потужності.

Технічні рішення з переключення розробляються проектно-конструкторськими організаціями, розглядаються Замовником і Підрядником і затверджуються у встановленому порядку.

**11.5.11** Роботи з поточного ремонту виконуються регулярно протягом року за графіками, що складаються службою спостереження за безпечною експлуатацією будівель і споруд підприємства на основі опису загальних, поточних і позачергових їх оглядів, а також за заявками персоналу, що експлуатує об'єкти (начальників цехів, керівників).

**11.5.12** Розроблення, узгодження і затвердження річних планів здійснюються в терміни, встановлені енергокомпанією.

## **1.6 Підготовка до ремонту**

**1.6.1** Підготовка до ремонту будівель і споруд включає в себе розроблення і виконання комплексу організаційно-технічних заходів, які забезпечують виконання ремонтних робіт у встановлені терміни з високою якістю при оптимальних трудових і матеріальних витратах.

Розроблення заходів, терміни їх виконання передбачаються в планах підготовки до ремонту підприємства і ремонтного підприємства.

**1.6.2** Підприємства за участю ремонтних підприємств розробляють:

- перспективний план підготовки до ремонту після затвердження перспективного плану ремонту;
- річний план підготовки до ремонту після узгодження і затвердження річного плану ремонту, але не пізніше ніж за два місяці до початку ремонту.

Спеціалізовані ремонтні підприємства і організації розробляють при необхідності власні плани підготовки до ремонту у відповідності з планом підприємства.

**1.6.3** Якщо в обсяг ремонту будівель і споруд включаються складні і трудомісткі роботи з ремонту димових труб і градирень, то підготовка до капітального ремонту може бути почата у році, що передує плановому.

11.6.4 У зв'язку зі складнощами проведення підготовчих робіт з ремонту димових труб і градирень підприємство до 1 лютого року, що передує плановому, повинно передати ремонтному підприємству перелік об'єктів ремонту і укрупнений обсяг робіт.

11.6.5 Для проведення ремонтних робіт із відновлення і посилення основних несучих конструкцій димових труб, газоходів, градирень, модернізації (реконструкції) споруд, ремонту будівель і споруд із заміною окремих елементів на нові, які відрізняються конструкцією чи матеріалами тощо, і вимагають спеціальних проектних рішень, підприємство замовляє розробку проектно-кошторисної документації проектній організації на договірних засадах.

При проведенні ремонту без підсилення і заміни конструкцій кошторисна документація розробляється на основі відомості дефектів і описів робіт.

Відомість дефектів або опис робіт складається підприємством, узгоджується з ремонтним підприємством і служить основою для складання кошторисів.

У відомості дефектів (або описі робіт), складеній окремо за кожною будівлею (із зазначенням поверху, прольоту, цеху) повинні бути вказані найменування і передбачувана кількість матеріалів, придатних до повторного застосування, процент їх придатності, прикладена пояснювальна записка.

11.6.6 Для проведення ремонту будівель і споруд підприємство (Замовник):

- направляє ремонтному підприємству замовлення з пропозицією укласти договір підряду на виконання ремонтних робіт. В замовленні вказуються: найменування об'єкта, коротка технічна характеристика, обсяг і номенклатура ремонтних робіт, терміни початку і закінчення ремонту, попередня вартість;

- передає на розгляд ремонтному підприємству проектно-кошторисну документацію на капітальний ремонт будівель і споруд. На всі види ремонту розробляється проектно-кошторисна документація. Проектування здійснюється в одну стадію;

- укладає договір підряду з ремонтним підприємством (Підрядником) на виконання ремонтних робіт;

- передає ремонтному підприємству затверджену проектно-кошторисну документацію. Якщо проект ремонту не розробляється, Замовник зобов'язаний передати Підряднику затверджені проект виконання робіт і кошторисну документацію, складену на основі відомості дефектів, у відповідності з вимогами документа "Нормативні документи з питань обстежень, паспортизації, безпечної та надійної експлуатації виробничих будівель і споруд";

- забезпечує відкриття і неперервність фінансування ремонтних робіт;

- демонтує і вивозить обладнання, що заважає виконанню ремонту;

- подає графік передачі матеріалів, обладнання виробів, узгоджений із термінами виконання ремонтних робіт;

- подає графік суміщення ремонтних робіт і виробничих процесів підприємства;

- виготовляє за власний рахунок та із своїх матеріалів необхідні за проектом виконання робіт нестандартні пристрої і устаткування для ремонту або замовляє їх ремонтному підприємству;

- передає згідно з актом готовності до ремонту будівлю чи споруду.

Обстеження виробничої будівлі чи споруди проводиться комісією, складеною з представників підприємства, ремонтного підприємства та енергокомпанії. Форми акта обстеження, відомості робіт з усунення дефектів, виявлених при обстеженні димових труб, градирень, газоходів та інших об'єктів наведені в додатку 50, а зведений опис робіт наведений в додатку 36.

За результатами обстеження складається акт готовності будівлі чи споруди до виконання ремонтних робіт. Форма акта наведена в додатку 37.

Підприємство передає у терміни, узгоджені з ремонтним підприємством, дозволи відповідних організацій на: виконання робіт в зоні повітряних ліній електропередачі і зв'язку, проїзної частини міських доріг, експлуатованих ділянок залізниці і автомобільних доріг або у смузі відводу цих доріг, на розкриття дорожнього покриття в місцях залягання підземних комунікацій (зі схемами комунікацій), на знесення будівель, які заважають ремонту, закриття вуличних проїздів, виділення майданчика для відсипання будівельного сміття.

Необхідність оформлення згаданих дозволів встановлюється на основі проектної документації і проектів виконання робіт.

#### 11.6.7 До початку ремонту:

- ремонтне підприємство зобов'язане у 15-денний термін після отримання замовлення на виконання ремонтних робіт повідомити підприємство про згоду (відмову) на виконання робіт;
- підрядна ремонтно-будівельна організація повинна в місячний термін з моменту одержання проектно-кошторисної документації подати проектній організації через Замовника свої заперечення і зауваження; після місячного терміну, якщо таких заперечень і зауважень не надійшло, проектно-кошторисна документація вважається узгодженою з підрядною організацією;
- при внесенні змін в узгоджену і затверджену документацію підприємством повинні відшкодуватися всі витрати і збитки, понесені ремонтним підприємством;
- ремонтне підприємство зобов'язане направити підприємству проект договору; при укладенні генерального договору підряду проект договору і графік проведення ремонтних робіт складається з урахуванням виконання субпідрядними організаціями;
- ремонтне підприємство зобов'язане при одержанні протоколу розбіжностей розглянути з підприємством спірні питання. При відсутності згоди у 15-денний термін звернутися в енергокомпанію, потім в господарський суд. Якщо розбіжності не передані у вказані організації, то пропозиції підприємства вважаються прийнятими;
- при укладенні договору сторони мають право в особливих умовах до договору підряду передбачати зобов'язання, які впливають з конкретних умов ремонту об'єктів;
- після укладення договору приступити до підготовки ремонтних робіт.

### 11.7 Виконання ремонту

#### 11.7.1 Підприємство зобов'язане:

- видати наряд-допуск на ремонт;
- забезпечити допуск робітників в зону ремонту;
- забезпечити, при необхідності, тимчасове перенесення ліній електропередачі, зв'язку, водопровідних мереж, каналізації, електроосвітлення тощо, пересадження зелених насаджень, які перешкоджають проведенню ремонтних робіт, від'єднання діючих інженерних мереж, згідно з правилами техніки безпеки, звільнення прилеглої до об'єкта території від тимчасових будівель, видавання висновків про надійність металоконструкцій, які знаходяться в експлуатації, деталей, естакад при виконанні робіт на висоті, видавання даних про ступінь шкідливості факторів на робочих місцях при виконанні ремонтних робіт;
- передати необхідні для виконання ремонту матеріали, обладнання і вироби, оснастку ремонтному підприємству;
- вимикати працююче обладнання при виконанні капітального ремонту димових труб і градирень;
- при ремонтних роботах на зовнішній поверхні димових труб, що несуть на стволах підвіски ліній електропередачі, повністю зняти напругу, якщо проектом виконання робіт не передбачена можливість виконання робіт без знімання напруги;

- у випадку неможливості ізолювати зону виконання ремонтних робіт здійснити заходи з техніки безпеки у відповідності з проектом виконання робіт, встановити пожежно-сторожову охорону;

- забезпечити ремонтне підприємство вантажопідйомними механізмами і автотранспортом, які експлуатуються в підприємстві;

- надати ремонтним робітникам можливість користуватися соціально-комунальними послугами нарівні зі своїми робітниками (водо-, газо-, паро-, електропостачанням, каналізацією, їдальнею, бібліотекою тощо);

- здійснювати в процесі ремонту технічний нагляд і контроль за відповідністю обсягів вартості виконаних робіт, проектно-кошторисній документації, правилам виконання робіт, відповідністю матеріалів, виробів, конструкцій державним стандартам і технічним умовам без втручання в оперативно-господарську діяльність ремонтного підприємства. У випадку виявлення в процесі ремонту обсягів, не врахованих в проектно-кошторисній документації, вирішити питання з ремонтним підприємством про збільшення (зменшення) обсягів робіт, перегляд проектно-кошторисної документації за рахунок Замовника;

- здійснювати приймання усіх приховуваних наступними роботами і конструкціями ремонтних робіт зі складанням актів;

- здійснювати приєднання мереж, після повідомлення про готовність їх до приєднання;

- приймати закінчені ремонтом об'єкти.

#### **11.7.2 Ремонтне підприємство зобов'язане:**

- у термін, вказаний в договорі підряду, при наявності затвердженої проектно-кошторисної документації, дозволів, документів, зазначених в ф.11.6.6, приступити до виконання ремонтних робіт;

- виконувати роботи з ремонту будівель і споруд у відповідності з затвердженою проектно-кошторисною документацією, проектом виконання робіт; дозволяється застосування типових проектів виконання робіт, типових технологічних карт з прив'язкою до місця виконання робіт;

- забезпечити з початку виконання робіт оформлення наряду-допуску, своєчасне видавання завдань виконавцям робіт і бригадирам, контроль за виконанням виконавцями ремонту вимог проекту ремонту, проекту виконання робіт, будівельних норм і правил, ПТЕ, ПТБ, дотримання технологічної, виробничої і трудової дисципліни, технічний нагляд за якістю застосовуваних матеріалів і виконуваних робіт, впровадження прогресивних форм організації праці, збереження стабільності колективу;

- забезпечити своєчасне здавання згідно з актом Замовникові приховуваних наступними роботами або конструкціями ремонтних робіт, повідомлення Замовника про готовність мереж до приєднання, здавання відремонтованих об'єктів.

**11.7.3** Підприємство і ремонтне підприємство несуть відповідальність за виконання умов договору підряду, дотримання термінів підготовки, ведення і закінчення робіт, оформлення актів прихованих робіт, відповідність виконаних і оплачених робіт, своєчасне здавання відремонтованого об'єкта в експлуатацію, облік трудових і матеріальних ресурсів та виконання договірних зобов'язань, передбачених особливими умовами до договору підряду.

### **11.8 Приймання будівель і споруд в експлуатацію**

**11.8.1** Підрядник зобов'язаний здати, а Замовник (підприємство) - прийняти будівлю, споруду чи приміщення з ремонту у відповідності із затвердженою проектно-кошторисною документацією, правилами виконання робіт у термін, встановлений договором.



**11.8.2** Приймання будівель і споруд з капітального ремонту здійснюється приймальною комісією, очолюваною головним інженером підприємства за участю відповідальних представників ремонтної організації і представників експлуатаційної служби підприємства.

Приймання виконаних робіт з поточного ремонту будівель і споруд здійснюється службою або наглядачем будівель і споруд підприємств в присутності виконавців ремонтних робіт і керівника експлуатаційного підрозділу відповідного за даний підрозділ.

**11.8.3** Приймальна комісія здійснює контроль технічної документації, складеної перед ремонтом, в процесі ремонту і після ремонту, яка відображає технічний стан відремонтованого об'єкта і якість виконаних ремонтних робіт.

Технічна документація, що надається ремонтно-будівельною організацією при здаванні капітально відремонтованих об'єктів, повинна містити у своєму складі:

- проектно-кошторисну документацію (виконавчі креслення, кошториси);
- журнал робіт;
- акти проміжного приймання-здавання і оглядів;
- акти приймання-здавання прихованих робіт;
- іншу документацію, обов'язкову до подання.

**11.8.4** Акти комісії з приймання відремонтованих будівель і споруд мають бути затверджені інстанцією, що затвердила проектно-кошторисну документацію.

**11.8.5** Технічна документація з виконаних робіт і акти приймання-здавання відремонтованих будівель та споруд зберігаються на підприємстві разом з документами будівництва об'єкта.

**11.8.6** При прийманні в експлуатацію відремонтованих об'єктів слід керуватись положенням Держбуду, СНиП 2.09.02, СНиП 3.01.04, "Нормативні документи з питань обстежень, паспортизації, безпечної та надійної експлуатації виробничих будівель і споруд".

Форма акта приймання-здавання з ремонту будівель і споруд наведена в додатку 38.

**11.8.7** Приймання в експлуатацію об'єктів з капітального ремонту дозволяється лише після виконання всіх робіт, передбачених проектом або кошторисами на ремонт об'єкта в цілому або його черг.

**11.8.8** Забороняється приймання в експлуатацію будівель і споруд з капітального ремонту з недоробками.

**11.8.9** Оцінка якості ремонтних робіт повинна здійснюватись підприємством в процесі виконання ремонтних робіт і при прийманні об'єкта з ремонту аналогічно будівельним роботам у відповідності з будівельними нормами і правилами.

**11.8.10** При оцінці якості виконання ремонтних робіт і робіт з модернізації (реконструкції) димових труб, газоходів, градирень слід керуватись затвердженою проектною документацією, будівельними нормами і правилами з відповідних видів робіт, "Інструкцією по експлуатації железобетонных дымовых труб и газоходов тепловых электростанций (СПО Союзтехэнерго, М.), "Типовой инструкцией по приемке и эксплуатации башенных градирен" (ТИ 34-70-001).

**11.8.11** Технічна документація з виконаних робіт і акти приймання-здавання відремонтованих будівель і споруд з капітального ремонту повинні зберігатися на підприємстві.

**11.8.12** Інформація про виконаний капітальний ремонт повинна заноситись в паспорт виробничої будівлі чи споруди, форма якого наведена в додатку 1.3 частини 1 "Нормативні документи з питань обстежень, паспортизації, безпечної та надійної експлуатації виробничих будівель і споруд".

Інформація про поточний ремонт повинна заноситись в технічний журнал експлуатації будівель і споруд, форма якого наведена в додатку 2.4 частини 2 "Нормативні документи з питань обстежень, паспортизації, безпечної та надійної експлуатації виробничих будівель і споруд", Київ, 1997 р.

## 12 Система технічного обслуговування та ремонту гідромеханічного обладнання і гідротехнічних споруд електростанцій

### 12.1 Загальні положення

12.1.1 Забезпечення технічного обслуговування та ремонту, підтримка в працездатному стані, експлуатаційний контроль покладені на одиниці - електростанції і спеціалізовані ремонтні та налагоджувальні підприємства.

12.1.2 Експлуатаційний контроль за гідротехнічними спорудами повинен забезпечити:

- систематичне отримання вірогідних даних про їх стан і умови роботи;
- своєчасне вживання заходів для запобігання можливих несправностей і аварій;
- отримання технічних даних для своєчасного визначення номенклатури, обсягів і вибору оптимальної технології ремонтних робіт;
- контроль за ефективністю ремонтних заходів.

12.1.3 Для всіх експлуатованих гідротехнічних споруд проектною організацією повинні бути визначені гранично допустимі значення показників їх стану і роботи за результатами розрахунків, виконаних у відповідності з будівельними нормами і уточнених на основі результатів натурних спостережень.

12.1.4 Оцінка стану споруд повинна проводитись шляхом порівняння параметрів, отриманих в процесі натурних спостережень, з гранично допустимими значеннями тих же параметрів.

12.1.5 Склад основних показників стану гідротехнічних споруд, контрольованих натурними спостереженнями, залежить від класу споруди, умов роботи тощо.

Клас споруди визначається у відповідності з вимогами СНиП.

### 12.2 Контрольовані параметри в залежності від виду гідротехнічних споруд

#### 12.2.1 Греблі із ґрунтових матеріалів

12.2.1.1 Для гребель із ґрунтових матеріалів I, II, III класів повинні проводитись інструментальні спостереження за:

- відмітками рівнів води верхнього і нижнього б'єфів;
- положенням кривої депресії в тілі греблі і берегах;
- витратами води, що фільтрується через греблю і її основу, а також в берегах і місцях прилягання греблі до бетонних споруд;
- мутністю, температурою профільованої води і її хімічним складом;
- осадкою тіла греблі, основ і берегових прилягань;
- горизонтальним зміщенням гребеня, берм і протифільтраційних пристроїв;
- напруженням та деформацією в тілі греблі, протифільтраційних пристроях, а також в основі;
- сейсмічними коливаннями;
- льодовими впливами.

12.2.1.2 В складі натурних спостережень на ґрунтових греблях повинні проводитись систематичні візуальні спостереження за станом кріплень і місцевими деформаціями відкосів і гребеня греблі, водоскидних кюветів, появою виходів профільованої води, розмивами відкосів і берегів, виникненням обledenіння, замулюванням і заростанням дренажних траншей.

12.2.1.3 Для гребель IV класу і їх основ допускається не проводити інструментальні спостереження.

### 12.2.2 Бетонні і залізобетонні споруди.

12.2.2.1 Для бетонних і залізобетонних споруд напірного фронту (бетонні греблі, залізобетонні підводні конструкції будівель ГЕС, підпірні стіни) і споруд, що входять в склад водозабірних гідровузлів теплових станцій I, II, III класів, обсяг спостережень за станом споруд та їх основ визначається проектом.

12.2.2.2 Для гребель IV класу та їх основ передбачається проведення візуальних спостережень. При візуальних спостереженнях контролюється:

- стан бетонних конструкцій, працюючих під напором води в зоні змінного рівня;
- стан залізобетонного перекриття (наявність тріщин), фільтрація води через бетон;
- стан деформаційних швів (фільтрація води через шпонки, опади і витікання герметизуючої мастики тощо).

12.2.2.3 Для гідроспоруд I, II, III класів проводяться інструментальні спостереження за:

- протитиском і фільтрацією води в основі і берегових приляганнях;
- вертикальними і горизонтальними переміщеннями;
- напруженим і термонапруженим станом греблі та її основою;
- гідравлікою потоку на водоскидних спорудах і в б'єфах;
- станом русла ріки в б'єфах;
- контактним швом в основі і розкриттям будівельних швів.

### 12.3 Види і періодичність експлуатаційного контролю за станом гідротехнічних споруд

12.3.1 Види і періодичність спостережень визначаються в залежності від класу споруди, її призначення, геологічних та гідрогеологічних умов і встановлюються проектом.

В період експлуатації склад контрольно-вимірjuвальної апаратури (КВА) і обсяг спостережень можуть бути змінені за рішенням власника гідровузла в залежності від стану гідроспоруд, від змін технічних вимог контролю. В складних випадках ці зміни повинні узгоджуватися з вищою організацією.

#### 12.3.2 Греблі із ґрунтових матеріалів

12.3.2.1 Вимірювання осідань ґрунтових гребель проводиться нівелюванням III класу. Періодичність спостережень за осіданнями і плановими зміщеннями гребель повинна призначатись проектом натурних спостережень індивідуально для кожної греблі з урахуванням її конструктивних особливостей.

12.3.2.2 Для гребель I і II класів періодичність спостережень повинна бути не рідше:

- за осіданням основи греблі — від 1 разу на місяць до 1 разу на квартал до закінчення будівництва греблі і наповнення водосховища, далі — 1 раз на рік до практичного затухання осідання;

- за осіданням гребеня і берм — 1 раз на місяць протягом першого року спостережень, 1 раз на квартал протягом другого року спостережень, далі — 1—2 рази на рік; в ті ж терміни проводяться спостереження за плановими зміщеннями марок на гребені і бермах, а також за висотним положенням і плановим зміщенням точок всередині тіла греблі;

- після практичного затухання осідання (2—5 мм на рік для ґрунтових гребель і до 10-20 мм на рік для кам'яноскидних гребель) геодезичні спостереження всіх видів повинні проводитися не менше ніж 1 раз на 5 років.

12.3.2.3 Періодичність фільтраційних спостережень встановлюється проектом натурних спостережень в залежності від конструкції та матеріалу греблі, властивостей

основи, значущості греблі. Для гребель I і II класів періодичність спостережень повинна бути не рідше:

- за положенням депресійної поверхні — 1 раз на 5—10 днів;
- за паровим тиском, в початковий період (будівництво греблі, заповнення водосховища) — 1 раз на 10—20 днів; при стабілізації показів приладів інтервал між вимірюваннями збільшується, а після стабілізації (після остаточної консолідації ґрунту) спостереження за паровим тиском можуть бути припинені.

**12.3.2.4** Особливу увагу слід надавати місцям зосередження виходу фільтраційної води на схил греблі. Виявлені виходи води повинні бути каптовані. Організувати спостереження за витратою води з відбором проб для контролю за потужністю і хімічним складом, а також за температурою фільтраційної води.

Вимірювання спочатку проводяться щоденно, а далі — виходячи з розвитку або стабілізації процесів. Вимірювання триває до усунення виходу фільтраційної води.

**12.3.2.5** Спостереження з контролю за напруженим станом ґрунтів в тілі греблі слід проводити:

- під час заповнення водосховища — 1 раз на 7—10 днів;
- протягом першого року експлуатації — щомісячно;
- далі — 1—2 рази на рік.

**12.3.2.6** Окрім інструментальних спостережень на всіх ґрунтових греблях повинні проводитись візуальні спостереження з метою виявлення дефектів і пошкоджень, що виникли під час експлуатації.

При візуальних спостереженнях контролюються:

- стан схилів і гребеня греблі - просадка, зрушення, сповзання, тріщини;
- стан кріплень схилів і гребеня греблі - пошкодження кріплення схилів, просадка, сповзання, розкриття швів облицювання;
- стан зливовідвідної мережі на гребені, бермах і схилах греблі;
- поява на низовому схилі греблі і в берегових приляганнях виходів фільтраційних вод;
- поява виходів води в приляганнях греблі до бетонних споруд;
- поява виходів фільтраційної води з основи греблі в нижньому б'єфі;
- поява обledeninь біля підшви низового схилу греблі на дренажних лініях;
- розмивання схилів і берегів;
- стан доступних для огляду частин засобів вимірювання;
- заростання каналів, які відводять дренажні води.

**12.3.2.7** Інструментальні спостереження проводяться за осіданнями опор, вібрацією опор, трубопроводів. Періодичність спостережень за осіданнями складає в перші три роки експлуатації 2-3 рази на рік, далі — один раз на два роки, за вібрацією періодичність не регламентована. Вимірювання проводяться при вібрації, яка перевищує допустимі значення.

**12.3.2.8** Візуальні огляди проводять з періодичністю не рідше 1 разу на місяць.

Після повені, проливних дощів, землетрусів проводиться черговий цикл спостережень.

### **12.3.3** Бетонні і залізобетонні гідротехнічні споруди

**12.3.3.1** Обсяг і склад спостережень за опадами і горизонтальними зміщеннями бетонних і залізобетонних споруд визначається типом і розміром споруди, характером ґрунтів та породах, що складають його основу і бокові прилягання.

**12.3.3.2** Спостереження за осіданням гідротехнічних споруд (нівелювання) слід проводити в одну і ту ж пору року, коли на тривалий час встановлюється постійна температура повітря і стабільно підтримуються рівні води в б'єфах. Спостереження за осіданням повинні проводитись не рідше:

- 1 разу на рік -- до стабілізації осідання;
- 1 разу на 5 років — після стабілізації осідання.

**12.3.3.3** Горизонтальні переміщення гребеня високонапірних бетонних гребель становлять одну з найважливіших характеристик для контролю за їх роботою і станом. Контроль слід здійснювати шляхом порівняння вимірних під час експлуатації горизонтальних переміщень з прогнозованими екстремальними переміщеннями. Прогноз екстремальних переміщень повинен виконуватись науково-дослідною організацією на підставі результатів натурних спостережень в початковий період експлуатації. Спостереження за горизонтальними переміщеннями повинні проводитись не рідше:

- на спорудах на скельних основах у перші три роки експлуатації — 1 раз на рік; далі — 1 раз на 3 роки;
- на спорудах на нескельних основах у перші три роки експлуатації — 2-3 рази на рік, далі - 1 раз на 2 роки.

**12.3.3.4** Для спостереження за розкриттям деформаційних і будівельних швів, а в окремих випадках за розкриттям тріщин в масивному бетоні, слід використовувати струнні перетворювачі лінійних прогинів (ПЛПС) і струнні перетворювачі лінійних деформацій (ПЛДС), а на зовнішніх ділянках - щілиноміри.

При вимірюванні розкриття швів слід також вимірювати температуру навколишнього середовища. Спостереження за розкриттям деформаційних, будівельних швів і тріщин в період експлуатації слід проводити не рідше 1 разу на 3 місяці.

**12.3.3.5** Спостереження за деформацією основи виконується за допомогою струнних перетворювачів лінійних деформацій (ПЛДС). Періодичність спостережень регламентується проектом натурних спостережень, який видається проектною організацією при здаванні об'єкта в експлуатацію.

**12.3.3.6** Спостереження за фільтраційним потоком, особливо за протитиском в основі масивних бетонних гребель, є обов'язковими і основними в період їх експлуатації. Спостереження здійснюють за допомогою п'єзометрів різних типів.

**12.3.3.7** Оскільки термін служби закладних засобів вимірювання гідротехнічних споруд менший ніж термін служби споруд, то необхідно проводити спостереження за закладними засобами вимірювання з початкового періоду експлуатації до виходу їх з ладу.

У цей період повинні бути виявлені основні закономірності роботи споруд під навантаженням і визначені критерії їх надійної роботи, які надалі контролюються за допомогою зовнішніх засобів вимірювання.

**12.3.4** Спостереження за розмиванням гідротехнічних споруд

**12.3.4.1** Спостереження за розмиваннями проводиться на гідротехнічних спорудах всіх видів. Найнебезпечніші розмивання - під час спаду повені у відповідних необлицьованих каналах, виконаних в м'яких ґрунтах і в нижніх б'єфах водоскидних споруд. Спостереження проводяться шляхом вимірювання глибин (інструментальні). Періодичність — 1 раз на рік і візуально з періодичністю не рідше 1 разу на 3 місяці.

**12.3.4.2** Ділянки бетонного кріплення в зонах збійної течії і вирів повинні піддаватися огляду водолазами з періодичністю не рідше 1 разу на 2 роки.

**12.3.4.3** Після штормів необхідно перевіряти стан кріплення схилів ґрунтових споруд, наявність вимивання ущільнень швів плит кріплення, а також вимивання підготовки з-під плит, просадку їх тощо. Наявність пустот під плитами слід визначати згідно з вимогами місцевої інструкції.

**12.3.5** Обслуговування засобів вимірювання

**12.3.5.1** Репери, марки, п'єзометри та інші засоби вимірювання, встановлені на гідротехнічних спорудах, повинні бути пронумеровані і пофарбовані, а також повинні бути захищені від пошкодження механізмами і транспортом.

**12.3.5.2** Для підвищення точності, контролю за положенням депресійної поверхні в спорудах і рівнями води в б'єфах слід періодично (1-2 рази на 3 роки) контролювати висотне положення гирл п'єзометрів і нульової відмітки водомірних рейок, самописців рівнів води тощо.

**12.3.5.3** В терміни, встановлені для спостережень за осіданням споруд, необхідно проводити контроль стійкості висотного положення куща опорної сітки.

**12.3.5.4** При виході з ладу закладних засобів вимірювання питання про їх відновлення або встановлення нових вирішується підприємством спільно з проектною організацією.

**12.3.5.5** Використовувані для спостережень засоби вимірювання (прилади, теодоліти, нівеліри тощо) повинні бути перевірені у відповідності з вимогами нормативно-технічних документів.

## **12.4 Технічне обслуговування**

**12.4.1** Електростанції зобов'язані проводити технічне обслуговування обладнання з метою підтримки його справності і працездатності.

**12.4.2** Технічне обслуговування діючого обладнання електростанцій передбачає виконання комплексу операцій з огляду, контролю, змащення, регулювання, що не потребують виведення його в поточний ремонт, в тому числі:

- обхід за графіком і огляд працюючого обладнання для контролю стану і своєчасного виявлення дефектів;

- змащення тертьових деталей, заміна оглядових шибок, очищення масляних, повітряних і водяних фільтрів та відстійників, трубних дощок повітро- і маслоохолодників, очищення решіток водоочисних споруд, огляд і перевірка механізмів управління підшипників, підтягування сальників, контроль і регулювання засобів вимірювань і автоматичного регулювання тощо;

- спостереження за опорами, кріпленнями та інші роботи з підтримки справного стану обладнання, що знаходиться в експлуатації;

- огляд і перевірка обладнання, що знаходиться в резерві, з метою виявлення і усунення відхилень від нормального стану та інших дефектів.

**12.4.3** Порядок технічного обслуговування обладнання і запасних частин, що знаходяться на складах підприємства, встановлюється підприємством у відповідності з інструкціями із зберігання, консервації обладнання і запасних частин.

**12.4.4** На кожному підприємстві повинні бути:

- встановлені склад робіт із технічного обслуговування і періодичність (графік) їх виконання для кожного виду обладнання з урахуванням вимог заводу-виробника та місцевих умов;

- призначені відповідні виконавці технічного обслуговування в залежності від змісту робіт (експлуатаційний або ремонтний персонал);

- заведені журнали технічного обслуговування в залежності від змісту робіт (експлуатаційний або ремонтний персонал);

- заведені журнали технічного обслуговування за видами обладнання, в які повинна заноситись інформація про виконані роботи з технічного обслуговування і виконавців.

Зазначені документи повинні бути пропрацьовані з персоналом і знаходитись на робочих місцях.

Своєчасність проведення і виконаний обсяг робіт при технічному обслуговуванні повинні постійно контролюватися.

## 12.5 Плановий ремонт обладнання

**12.5.1** Плановий ремонт передбачає виведення в ремонт обладнання у відповідності з вимогами чинних в галузі норм і нормативів.

**12.5.2** Плановий ремонт обладнання на гідроелектростанціях поділяється на капітальний і поточний.

**12.5.3** Об'єктами ремонту є:

- обладнання — гідротурбіна, гідрогенератор, електродвигун, засувки, прилад тощо як виріб машинобудівного виробництва;
- установка — гідротурбіна, гідрогенератор з допоміжним обладнанням тощо як сукупність обладнання, взаємопов'язаного в рамках певної технологічної схеми виробництва.

**12.5.4** Вид ремонту установки визначається видом ремонту основного його обладнання.

**12.5.5** Вид ремонту допоміжного обладнання може відрізнитися від виду ремонту основного обладнання установки і визначається підприємством.

**12.5.6** Порядок планування, періодичність і тривалість ремонту допоміжного обладнання встановлюється підприємством у відповідності з п.п.7 і 7.6, виходячи з місцевих умов. При цьому періодичність капітального ремонту не повинна бути меншою ніж 1 рік.

## 12.6 Спеціалізація технічного обслуговування і ремонту

**12.6.1** Спеціалізація енергоремонтного виробництва передбачає організацію:

- спеціалізованих ділянок (бригад) і цехів з ремонту окремих видів обладнання або їх вузлів та деталей;
- ремонтних підприємств;
- спеціалізованих ремонтних підприємств для обслуговування декількох підприємств.

**12.6.2** Ремонтні підприємства спеціалізуються на виконанні капітальних ремонтів основного і допоміжного обладнання за всією номенклатурою робіт, на виконанні робіт з модернізації (реконструкції) основного обладнання, а також найбільш складних робіт при ремонті.

**12.6.2.1** Для гідротурбінного обладнання:

- модернізація (реконструкція) турбін з метою підвищення їх потужності, економічності, надійності та ін.;
- капітальний ремонт турбін усіх типів і потужностей;
- випробування і налагодження систем регулювання і захисту турбін;
- ремонт і заміна дефектних (зношених) складових частин гідротурбінного обладнання.

**12.6.2.2** Для електротехнічного обладнання:

- модернізація гідрогенераторів і систем охолодження;
- капітальний ремонт і модернізація трансформаторів, автотрансформаторів і реакторів усіх типів з частковою або повною заміною обмоток і переізолюванням магнітопроводів, а також повітряних вимикачів;
- перемотування обмоток ротора і статорів гідрогенераторів всіх типів і потужностей;
- ремонт активної сталі статорів гідрогенераторів;
- капітальний ремонт всіх систем збудження - електромашинної і статичної;
- капітальний ремонт, заміна обмоток і модернізація високовольних електродвигунів;
- капітальний ремонт і заміна стаціонарних акумуляторних батарей.

**12.6.2.3** Капітальний ремонт, модернізація засобів гідроавтоматики і вимірювань.

**12.6.2.4** Будівельно-монтажні організації залучаються до капітального ремонту і реконструктивних робіт на енергопідприємствах з номенклатури, яка включає:

- будівельно-монтажні роботи, пов'язані з модернізацією і реконструкцією обладнання;
- аварійно-відновні роботи на обладнанні і гідротехнічних спорудах;
- спеціальні ремонтні роботи на спорудах гідроелектростанцій (ремонт тунелів, напірних трубопроводів, цементация, антикорозійні роботи тощо);
- спеціальні роботи з ремонту, модернізації (реконструкції) обладнання ГЕС.

**12.6.2.5** Заводський ремонт повинен здійснюватись:

- на підприємствах — у відповідних центральних ремонтних майстернях;
- на заводах-виробниках основного обладнання гідроелектростанцій.

**12.6.2.6** Заводський ремонт на всіх рівнях повинен розвиватися в напрямках:

- розширення обсягу і номенклатури ремонту транспортабельних виробів, вузлів і деталей;
- створення обмінного фонду виробів, вузлів та деталей, і на цій основі проведення агрегатного ремонту обладнання підприємств;
- відновлення зношених деталей з одночасним покращанням їх експлуатаційних якостей на основі застосування нових технологічних процесів і матеріалів.

## **12.7 Ремонтна документація**

**12.7.1** Ремонт обладнання гідроелектростанцій повинен проводитись у відповідності з вимогами нормативно-технічної документації.

При ремонті повинні виконуватись вимоги ПТЕ, експлуатаційних і протиаварійних циркулярів, інформаційних повідомлень, листів заводів-виробників та інших директивних матеріалів.

**12.7.2** До розроблення нормативно-технічної і технологічної документації ремонт повинен виконуватись у відповідності з вимогами робочої конструкторської документації заводів-виробників, а також раніше розроблених чинних документів на ремонт.

**12.7.3** В процесі ремонту можуть використовуватись ремонтні креслення, розроблені у відповідності з вимогами ГОСТ 2.604.

На доповнення до ремонтних креслень допускається використання ремонтних ескізів.

**12.7.4** Поряд з вищезазначеною документацією для забезпечення нормальної організації, управління, обліку і звітності при плануванні і підготовці ремонту, його проведенні і закінченні повинна застосовуватись організаційно-розпорядча, технічна та інша документація (акти, плани, графіки, протоколи, відомості тощо).

**12.7.5** Номенклатура форм і зміст документації наведені в додатках 7, 10, 12, 14, 20, 21, 51-60.

## **12.8 Планування технічного обслуговування та ремонту обладнання**

**12.8.1** Планування технічного обслуговування та ремонту обладнання включає роботу:

- перспективних графіків ремонту і модернізації (реконструкції) основного обладнання електростанцій;
- річних показників плану ремонту основного обладнання електростанцій;



- річних графіків ремонту основного обладнання електростанцій;
- річних і місячних графіків ремонту допоміжного, загальностанційного обладнання.

**12.8.2** Перспективний графік ремонту і модернізації (реконструкції) основного обладнання електростанцій розробляється підприємством на 5 і більше років за формою додатка 5 і служить основою для планування трудових, матеріальних та фінансових ресурсів за роками.

Перспективний графік узгоджується з Національним Диспетчерським Центром та Мінпаливенерго України.

**12.8.3** Річний графік ремонту основного обладнання встановлює календарний час виведення в ремонт кожного гідрогенератора, тривалість ремонту і плановий обсяг робіт за виконавцями згідно з додатком 6.

Річний графік розробляється на плановий рік у відповідності з затвердженим перспективним графіком з урахуванням технічного стану обладнання. При цьому в річний графік можуть бути внесені обгрунтовані зміни проти перспективного графіка.

**12.8.4** Перспективний і річний графіки ремонту обладнання розробляються на основі встановлених цими правилами норм тривалості і періодичності ремонту у відповідності з додатком 24.

**12.8.5** У випадках, коли планова тривалість капітального ремонту вища від нормативної, або, коли періодичність нижча від нормативної, повинно бути подане обгрунтування.

Порядок обгрунтування капітального ремонту енергоблоків, тривалістю вищою від нормативу або періодичністю нижчою від нормативу, наведений в додатку 25.

**12.8.6** При розробленні графіків ремонту обладнання необхідно:

- перший капітальний ремонт серійних установок планувати з періодичністю, встановленою цими правилами і ПТЕ;
- перший капітальний ремонт головних установок планувати в терміни, визначені їх технічним станом і вимогами заводу-виробника. Гідроагрегати, ввімкнені в роботу при напорах, на 15-20 % нижчих від розрахункових (мінімальних), виводяться в капітальний ремонт через 1-2 роки після монтажу.

**12.8.7** З метою зниження одночасної чисельності ремонтного персоналу і скорочення тривалості ремонту основного обладнання при розробленні графіків необхідно:

- капітальний ремонт резервованого допоміжного обладнання планувати в періоди між капітальними ремонтами основного обладнання;
- капітальний ремонт загальностанційного обладнання, вимкнення якого не обмежує робочу потужність електростанцій, планувати на періоди між ремонтами основного обладнання;
- капітальний ремонт загальностанційного обладнання, пов'язаний із зниженням робочої потужності електростанцій, планувати одночасно з ремонтом основного обладнання.

**12.8.8** Роботи з модернізації (реконструкції) можуть включатися в обсяг ремонту, якщо в період розроблення річного графіка підприємство володіє технічною документацією на ці роботи, затвердженою у встановленому порядку, а також фондами на матеріали, запасні частини і комплектуюче обладнання і укладеними договорами із термінами постачання не менше ніж за 2 місяці до початку ремонту.

**12.8.9** Річні графіки ремонту основного обладнання розробляються підприємством за 6 місяців до планового року (1 липня), подаються на узгодження в Національний Диспетчерський Центр та Мінпаливенерго України.

**12.8.10** Тривалість капітального ремонту рахується в календарних добах, за винятком неділь і святкових днів.

**12.8.11** Номенклатура і обсяг робіт, які виконуються при капітальному ремонті, наведені в додатку 51.

**12.8.12** Капітальний ремонт гідрогенераторів проводиться в ті ж терміни, що й гідравлічних турбін.

**12.8.13** Періодичність капітальних ремонтів гідротурбін повинна бути не менше 5 років (додаток 24).

**12.8.14** Тривалість і обсяг капітального ремонту гідроагрегата визначається в залежності від терміну його експлуатації головним інженером станції.

При терміні експлуатації гідроагрегата 25 років і більше, тривалість чергового капітального ремонту збільшується на 50-80% понад нормативний термін в залежності від стану гідроагрегата комісією станції під керівництвом головного інженера.

**12.8.15** Понадтиповий обсяг капітального ремонту основного обладнання (турбіна, генератор) узгоджується із заводами-виробниками.

**12.8.16** За 2-3 місяці до капітального ремонту проводиться поточний ремонт агрегата для уточнення обсягів робіт при капремонті (складання дефектної відомості).

**12.8.17** Номенклатура і періодичність робіт з технічного обслуговування і ремонту гідротехнічних споруд і гідромеханічне обладнання наведені в додатку 60.

**12.8.18** Порядок підготовки до ремонту, виведення в ремонт і виконання ремонту, приймання з ремонту, контролю і оцінки якості наведених в п.п.7.7-7.9.

**12.8.19** Норма тривалості ремонту визначається в залежності від змін роботи (одно- або двозмінна).

**12.8.20** Для високонапірних гідроелектро станція (ГЕС) (з напором понад 45 м) для водолазного обстеження пазів та порогів затворів перед посадкою затворів додати:

- перед поточним ремонтом ГА — 2 дні;
- перед капітальним ремонтом — 3 дні.

**Додаток 1**  
(рекомендований)

**Форма журналу  
обліку технічного обслуговування**

Дата	Вид технічного обслуговування	Зауваження про технічний стан	Посада, прізвище

**Додаток 2**  
(обов'язковий)

**Номенклатура і обов'язковий регламентований обсяг робіт  
при капітальному ремонті обладнання електростанцій**

В цьому додатку наведені номенклатура і обов'язковий регламентований обсяг робіт, що стосується техніки безпеки, вибухо- і пожежної безпеки, безпеки експлуатації, екології, контролю металу тощо при капітальному ремонті обладнання ТЕС і ГЕС\*, які виконуються в терміни, передбачені нормами тривалості ремонту, у відповідності з додатками 23 і 24.

**1 Номенклатура і обов'язковий обсяг робіт при капітальному ремонті котла\*\***

**1.1 Підготовчі роботи:**

- гідравлічні випробування котла;
- встановлення риштувань, підмостків, люльок і огорож;
- розшлакування топки і зовнішнє очищення труб поверхонь нагрівання, газоходів.

**1.2 Поверхня нагрівання котла:**

- контроль технічного стану труб поверхонь нагрівання (огляд, вимірювання товщини стінки і діаметра, вирізання зразків);
- вирівнювання (рихтування) труб\*\*\* (до 2,5 % загальної кількості) поверхні нагрівання із заміною дефектних ділянок і деталей дистанціювання;
- заміна дефектних ділянок труб топкової камери котлів з тиском понад 100 кгс/кв.см до 15 % загальної кількості труб;
- огляд, очищення і ремонт лючкових затворів і дзеркал лючкових отворів колекторів (камер) з фрезеруванням до 15 % загальної кількості труб;
- контроль за графіком стану металу і зварних з'єднань трубних систем котла, барабанів, колекторів (камер) і трубопроводів у відповідності з чинними інструкціями, керівництвами і протиаварійними циркулярами;
- заміна пристроїв захисту труб від золотого зносу.

**1.3 Барабани котла:**

- внутрішнє очищення барабанів і внутрішньобарабанних пристроїв;
- контроль технічного стану обичайок, днищ клепаних і зварних швів, барабанів, сухопарників, грязьовиків і камер;
- контроль технічного стану трубних решіток і стінок отворів опускних труб, вводи живильних ліній, штуцерів ліній рециркуляції, водовказівних приладів;
- ремонт теплової ізоляції.

**1.4 Сепараційні пристрої:**

- огляд і ремонт внутрішньобарабанних пристроїв з розкладанням в обсязі, передбаченому графіком;
- контроль і перевірка дефектних швів.

\* Номенклатура і обсяг капітального ремонту обладнання енергоблоків наведені в нормативах планово-запобіжного ремонту обладнання для енергоблоків.

\*\* Номенклатура і обсяг робіт при капітальному ремонті котлів з продуктивністю пари 320-500 т/год встановлюються за нормативами планово-запобіжного ремонту котлів енергоблоків 150-200 МВт.

\*\*\* Тут і надалі під трубою слід розуміти ділянку труби, що проходить у площині однієї топкової стіни, або ділянку труби, обмежену колектором і першим подвійним відводом чи двома відводами.

**1.5 Пароперегрівачі:**

- контроль технічного стану труб з перевіркою на золотий знос і вимірюванням залишкової деформації, вирізання контрольних зразків;
- рихтування змійовиків, огляд стиків, заміна дефектних труб (до 15% загальної кількості) і деталей дистанціювання;
- відновлення відглушених змійовиків;
- ремонт і заміна пристроїв для захисту труб від дробового і золотого зносу;
- контроль деформації колекторів і перепускних труб;
- перевірка змійовиків на відсутність сторонніх предметів (продування, прокачування кулями) у випадку можливості попадання предметів в змійовики;
- контроль зварних швів колекторів і перепускних труб;
- огляд і ремонт опорної системи.

**1.6 Регулятори перегрівання пари:**

- перевірка технічного стану паропроводів в межах котла;
- контроль деформації колекторів і перепускних труб;
- контроль зварних швів;
- перевірка і ремонт опорної системи.

**1.7 Паропроводи котла:**

- перевірка технічного стану паропроводів в межах котла;
- контроль зварних швів і деформації труб;
- перевірка технічного стану фланцевих з'єднань і кріпильних деталей, заміна шпильок, які відпрацювали ресурс;
- перевірка натягу пружин, огляд і ремонт підвісок і опор;
- огляд і ремонт пробовідбірників і охолодників відбору проб води і пари.

**1.8 Гарнітура котла:**

- перевірка і ремонт вибухових клапанів, шиберів, лазів, глазків, шлакових і золотих затворів;
- перевірка і ремонт обдувних, віброочисних і дробоочисних пристроїв;
- перевірка щільності обшивки котла, ремонт і відновлення після виконання ремонтних робіт.

**1.9 Топкові пристрої:**

- перевірка і ремонт основних і допоміжних пальників;
- перевірка і ремонт газоповітропроводів і пилопроводів в межах пальників із заміною до 10 % броні пилопроводів;
- перевірка і ремонт мазутних форсунок і паромазутопроводів з арматурою в межах форсунок, а також газових пальників;
- заміна до 20 % паромазутопроводів;
- перевірка і ремонт механічних решіток із заміною дефектних колосників.

**1.10 Обшивка:**

- ремонт або заміна обшивок.

**1.11 Обмурівка:**

- ремонт обмурівок (системи вогнетривких і теплоізоляційних огорож або конструкцій котла), в тому числі: поду топки (холодної воронки, шлакового комоду), стін радіаційної частини котла, колекторів (камер), стелі, амбразур пальників, місць проходів труб через обмурівку, амбразур для обдувальних апаратів, натрубного набивання поду і запалювального поясу, температурних швів, щілин між елементами поверхонь нагрівання, ущільнень топки і газоходів, обладнання і вузлів конвективної частини котла, гарнітури.

**1.12 Економайзер:**

- заміна дефектних змійовиків;
- контроль технічного стану живильних трубопроводів;
- контроль технічного стану змійовиків;
- вирізання контрольних ділянок із труб змійовиків;
- рихтування змійовиків із заміною дефектних ділянок і деталей дистанцію-вання;
- відновлення заглушених змійовиків;
- ремонт і заміна пристроїв для захисту труб від дробового і золотого зносу;
- контроль зварних швів колекторів і перепускних труб;
- перевірка стану і ремонт опорної системи;
- усунення присмоктвань.

**1.13 Трубчасті повітропідігрівники:**

- очищення трубчастих повітропідігрівників;
- перевірка і відновлення щільності повітропідігрівників, коробів і компенсаторів.

**1.14 Газоповітропроводи:**

- очищення від золи;
- перевірка і ремонт шиберів, вибухових клапанів і опор;
- ремонт коробок з ліквідацією нещільностей із заміною зношених ділянок (до 5 % загальної маси);
- заміна компенсаторів (до 10 % загальної кількості).

**1.15 Калориферна установка:**

- перевірка і ремонт калориферів із заміною секцій в залежності від їх стану (до 20 % загальної кількості);
- перевірка і ремонт або заміна арматури.

**1.16 Теплова ізоляція:**

- ремонт теплової ізоляції, в т.ч. головного паропроводу, трубопроводів ГПП, ХПП, труб водоопускної системи, колекторів, трубопроводів живильної лінії, гострої пари, газоповітропроводів, трубопроводів дренажу і вприскування, калориферної установки, барабана.

**1.17 Каркас, сходи і майданчики:**

- перевірка і ремонт сходів і майданчиків;
- фарбування металоконструкцій;
- перевірка і ремонт каркасу котла і повітропідігрівника;
- відновлення корпусних зв'язків каркасу в районі пальників.

**1.18 Заключні роботи:**

- підготовка поверхонь нагрівання під набиття карборунда;
- набиття карборунда;
- підготовка схеми для кислотного промивання (або лудження);
- прибирання робочих місць і ремонтних майданчиків від сміття і відходів;
- перевірка і прокручування механізмів і арматури;
- кислотне промивання (тривалістю від двох до п'яти діб) - за потребою;
- відновлення схеми після кислотного промивання;
- попереднє розпалювання котла для продування паропроводів і поверхонь нагрівання;
- відновлення схеми після продування котла;
- газоповітряне опресування котла і пилосистем;
- гідравлічні випробування котла;
- перевірка блочних захистів;

- попереднє розпалювання котла для поштовху турбоагрегата для вібро-випробувань і налагоджування автомата безпеки;
- електричні випробування генератора на холостому ході;
- прибирання обладнання, підлоги;
- інженерні випробування обладнання після ремонту.

## **2 Номенклатура і обов'язковий обсяг робіт при капітальному ремонті регенеративних повітропідігрівників**

### **2.1 Перелік робіт:**

- очищення, промивання набивки;
- ремонт привода і цівкового обода;
- ремонт ущільнень вала;
- ремонт периферійних і центральних ущільнень (до 50 %);
- ремонт плит радіальних ущільнень, заміна штаб нижніх і верхніх радіальних ущільнень;
- ремонт підшипників;
- ремонт привода ходової частини;
- ремонт корпусу;
- ремонт газоповітряних патрубків, компенсаторів, шиберів;
- заміна набивки (для електростанцій, що працюють на мазуті) до 30% ;
- перевірка і ремонт пристроїв для очищення набивки ротора і пристроїв пожежогашіння;
- відновлення теплової ізоляції.

## **3 Номенклатура і обов'язковий обсяг робіт при капітальному ремонті тягодуттєвих машин**

### **3.1 Перелік робіт:**

- ремонт ходової частини, підшипників;
- ремонт (наплавлення) робочих коліс;
- перевірка і ремонт напрямних апаратів і їх приводів;
- часткова заміна броні корпусу і карманів.

## **4 Номенклатура і обов'язковий обсяг робіт при капітальному ремонті обладнання пилосистем**

### **4.1 Бункери сирого вугілля і пилу:**

- очищення бункера пилу від відкладень;
- ремонт ділянок стінок металевої частини бункерів (вирізання дефектних і встановлення нових ділянок (встановлення латок), проварювання зварних швів);
- футерування бункерів та їх ремонт;
- ремонт штикових затворів;
- перевірка і ремонт мембранних вибухових клапанів;
- ремонт поплавків рівня пилу в бункерах пилу.

### **4.2 Живильники палива (стрічкові і скребкові):**

- ремонт натяжного пристрою;
- заміна дефектних роликів (для стрічкових живильників);
- заміна полотна (стрічкового);
- ремонт редуктора.

**4.3 Шнек пиловий:**

- перевірка стану ланок шнека, валів, цапф, корпусу;
- виправлення спіралей гвинта шнека, наплавлення шийок вала;
- заміна підшипників;
- заміна зношених ділянок корпусу;
- перевірка і ремонт редуктора.

**4.4 Лопатеві живильники пилу:**

- ремонт приймального бункера, привода;
- ремонт дозатора, заміна підшипників і тарілок.

**4.5 Кульові барабанні млини:**

- ремонт обшивок барабана;
- заміна циліндричної і торцевої броні барабана (100%);
- ремонт втулок порожнистих цапф;
- ремонт головних підшипників;
- заміна підшипників приводного вала;
- заміна (розвертання) приводної шестерні;
- зачищення наклепок на зубцях вінця;
- ремонт півмуфти приводного вала;
- ревізія підшипників електродвигуна;
- заміна броні патрубків;
- заміна ущільнень;
- заміна мембран запобіжних клапанів всього тракту пилосистеми;
- опресування пилосистеми після закінчення ремонту всіх її елементів.

**4.6 Вальцьові середньохідні млини:**

- заміна деталей масляних ущільнень валків;
- заміна скребків стола;
- заміна кільцевої броні;
- ремонт мигалки, корпусу, приводного механізму лопаток;
- ремонт редуктора.

**4.7 Молоткові млини:**

- заміна бил і билотримачів;
- заміна підшипників і муфти;
- ремонт ротора з його зніманням і встановленням;
- перевірка і ремонт системи охолодження вала, ущільнень;
- перевірка і ремонт корпусу млина;
- заміна броні.

**4.8 Сепаратори:**

- заміна зношених ділянок внутрішнього конуса;
- заміна зношених ділянок корпусу;
- ремонт вибухових клапанів;
- відновлення теплової ізоляції.

**4.9 Циклони пилу:**

- заміна зношених ділянок корпусу циклона;
- заміна броні циклона;
- ремонт вибухових клапанів;
- відновлення теплової ізоляції.

**4.10 Пилопроводи і пилоповітропроводи:**

- заміна дефектних ділянок пилопроводів;
- ремонт (заміна) мигалок і шиберів;



- ремонт (заміна) компенсаторів;
- перевірка та ремонт опор і підвісок;
- перевірка щільності;
- відновлення теплоізоляції.

## **5 Номенклатура і обов'язковий обсяг робіт при капітальному ремонті обладнання золовидалення**

### **5.1 Перелік робіт:**

- ремонт шлакових і золових затворів;
- ремонт шнекового транспортера;
- заміна дефектних ділянок ванни і дробильної камери;
- ремонт золозмивних апаратів з прилеглими трубопроводами змивної і зрошувальної води;
- заміна до 25% броні золозмивних апаратів;
- ремонт багерних і шламових насосів;
- заміна підшипників;
- заміна футерування шлакових каналів;
- ремонт каналів ГЗУ і шандорів;
- заміна (поворот) дефектних ділянок золошлакопроводів.

## **6 Номенклатура і обов'язковий обсяг робіт при капітальному ремонті обладнання золовловлювання**

### **6.1 Мокрі золовловлювачі з трубами Вентурі:**

- заміна змивних сопел;
- заміна форсунок зрошення труби Вентурі;
- заміна дефектних ділянок корпусу і труби Вентурі;
- ремонт гідрозатворів.

### **6.2 Батарейні циклони:**

- заміна дефектних секцій циклонних елементів;
- заміна гідрозмивних апаратів;
- заміна труб золоспускання (50%);
- заміна дефектних ділянок корпусу.

### **6.3 Електрофільтри:**

- очищення і виявлення дефектів з оцінкою зносу елементів;
- перевірка і ремонт корпусу, газорозподільних пристроїв, прилеглих елементів газоходу, шиберів і вибухових клапанів;
- ремонт золозмивних апаратів;
- виявлення дефектів і ремонт осаджувальних електродів;
- виявлення дефектів і ремонт коронарних електродів;
- виявлення дефектів і ремонт приводів струшування осаджувальних і коронарних електродів;
- виявлення дефектів і ремонт системи струшування осаджувальних електродів (до 20%);
- виявлення дефектів і ремонт системи струшування коронарних електродів;
- виявлення дефектів і ремонт електрообладнання електрофільтрів;
- налагодження системи живлення електрофільтрів;
- відновлення теплової ізоляції.

## 7 Номенклатура і обов'язковий обсяг робіт при капітальному ремонті парової турбіни

### 7.1 Підготовчі роботи:

- перевірочні випробування для визначення технічного стану установки перед виведенням в ремонт;
- встановлення риштувань, підмостків і огорож для огляду і ремонту елементів турбіни і допоміжного обладнання.

### 7.2 Парова турбіна

#### 7.2.1 Корпусні частини циліндрів турбіни. Огляд і виявлення дефектів:

- корпусів зовнішніх циліндрів;
- корпусів внутрішніх циліндрів;
- соплових апаратів;
- діафрагм і обойм діафрагм;
- обойм ущільнень і корпусів кінцевих ущільнень;
- кілець кінцевих та діафрагмових ущільнень;
- пристроїв для обігрівання фланців і шпильок корпусів циліндрів;
- пристроїв для охолодження вихлопних патрубків ЦНТ;
- шпонкових з'єднань корпусів циліндрів і дистанційних болтів, доступних для виявлення дефектів (без демонтажу зовнішніх корпусів циліндрів і внутрішнього корпусу (обойми) ЦНТ);
- ресиверних труб;
- атмосферних клапанів ЦНТ;
- кріпильних деталей.

#### 7.2.2 Усунення виявлених дефектів, в тому числі:

- шабрування площин горизонтальних роз'ємів корпусів циліндрів;
- шабрування площин горизонтальних роз'ємів діафрагм і обойм;
- забезпечення співвісності (центрування) деталей проточної частини парової турбіни у відповідності з нормами;
- заміна однієї діафрагми;
- заміна ущільнювальних гребенів статора надбандажних ущільнень;
- забезпечення зазорів в проточній частині і в ущільненнях (кінцевих, діафрагмових і надбандажних) турбіни згідно з нормами;
- заміна кілець кінцевих і діафрагмових ущільнень;
- контроль і усунення окремих дефектів металу корпусів циліндрів;
- заміна дефектних кріпильних деталей;
- вимірювання для забезпечення нормалізованих теплових розширень турбіни.

#### 7.2.3 Ротори:

- виявлення дефектів робочих лопаток і бандажів, дисків, втулок кінцевих ущільнень, розвантажувального поршня, упорного гребеня (гребенів), шийок вала, балансувальних вантажів, в тому числі:
- відновлення ущільнювальних гребенів надбандажних ущільнень на стрічкових бандажах;
- шліфування шийок і упорного гребеня (гребенів);
- перевірка биття роторів;
- перелопачування не більше двох ступенів;
- динамічне балансування роторів на верстаті і, при необхідності, балансування валопровода на робочому числі обертів;
- знімання вібраційних характеристик настроюваних пакетів робочих лопаток.

**7.2.4 Підшипники парової турбіни:**

- виявлення дефектів і усунення виявлених дефектів опорних і упорних підшипників, корпусів опор, масляних ущільнень, шпонкових з'єднань корпусів підшипників, в тому числі:

- заміна комплекту робочих і установочних колодок упорного підшипника;
- заміна або перезаливання двох вкладок опорних підшипників;
- заміна ущільнювальних гребенів масляних ущільнень;
- шабрування площини горизонтального роз'єму корпусів підшипників.

**7.2.5 З'єднувальні муфти:**

- виявлення дефектів півмуфт і кріпильних деталей;

- усунення виявлених дефектів, в тому числі:

- обробка не більше чотирьох отворів під з'єднувальні болти з установленням нових болтів;

- заміна дефектних кріпильних деталей;
- перевірка і виправлення зміщення осей роторів при спаруванні півмуфт.

**7.2.6 Валоповоротний пристрій:**

- огляд і виявлення дефектів, усунення виявлених дефектів вузлів і деталей валоповоротного пристрою, в тому числі зубчастих передач, механізму ввімкнення підшипників, заміна пошкоджених деталей.

**7.2.7 Система регулювання:**

- випробування і знімання характеристик системи регулювання на зупиненій турбіні перед ремонтом, огляд і перевірка щільності системи;

- виявлення дефектів і ремонт вузлів регулювання і захисту з заміною дефектних деталей, в тому числі:

- імпульсного насоса або головного масляного насоса (на валі турбіни);

- золотників регулятора швидкості, проміжних і підсумовуючих золотників, диференціатора прискорювачів і електрогідроперетворювачів;

- регуляторів тиску пари, протитиску і відбору;

- автомата безпеки;

- золотників і беззолотникових пристроїв захисту, пристроїв для опробування і розхолодження вузлів системи регулювання;

- сервомоторів клапанів, регулюючих діафрагм і поворотних заслінок, ввімкнених за імпульсом в систему регулювання;

- насосів системи регулювання, включаючи основні, резервні пускові і аварійні;

- баків, фільтрів і охолодників робочої рідини і встановлених на них (вмонтованих) пристроїв;

- арматури і трубопроводів робочої рідини;

- очищення гідравлічної системи робочої рідини, перевірка щільності системи.

Виявлення дефектів і ремонт вузлів паророзподілу із заміною дефектних деталей, в тому числі:

- стопорних, регулювальних, відсічних, захисних клапанів і блоків клапанів;

- поворотних заслінок;

- розподільних механізмів і приводів клапанів, поворотних заслінок і регулюючих діафрагм;

- виявлення дефектів кріпильних деталей;

- контроль і усунення дефектів металу корпусів клапанів.

Налаштування і випробування (визначення контрольних параметрів, знімання характеристик) системи регулювання, в тому числі:

- налаштування і випробування на зупиненій турбіні;
- налаштування і випробування на холостому ході.

**7.2.8 Масляна система:**

- виявлення дефектів і ремонт маслосистем і арматури з заміною пошкоджених деталей;
- очищення масляних баків, фільтрів і маслопроводів;
- очищення, виявлення дефектів і ремонт маслоохолодників;
- перевірка щільності маслосистеми, усунення виявлених дефектів.

**7.2.9 Конденсатори:**

- перевірка щільності трубок конденсатора;
- усунення нещільностей, підвальцювання трубок, заміна дефектних трубок;
- очищення трубок конденсатора при потребі.

**7.2.10 Ежектори:**

- розкладання, виявлення дефектів, заміна або ремонт пошкоджених деталей;
- ремонт корпусу і водяної камери;
- гідровипробування у складеному вигляді, усунення дефектів.

**7.2.11 Ремонт теплової ізоляції (до 60% монтажного обсягу).**

**7.2.12 Заключні роботи:**

- розкладання і видалення риштувань та підмостків;
- прибирання з робочих майданчиків обладнання, встановленого на час ремонту;
- очищення обладнання і робочої зони від сміття, відходів ремонту і деталей;
- перевірка і випробування запобіжних клапанів і захисних пристроїв згідно з вимогами ПТЕ;
- перевірочні програмні випробування (експрес-випробування) і вимірювання показників технічного стану турбіни і агрегатів турбоустановки після ремонту;
- фарбування обладнання.

**8 Номенклатура і обов'язковий обсяг робіт при капітальному ремонті живильних насосів**

**8.1 Насоси:**

- розкладання, замірювання зазорів проточної частини, виявлення дефектів деталей;
- заміна робочих коліс, ущільнювальних кілець, захисних втулок, вала, кулькопідшипників, прокладок, сальникової набивки;
- розкладання, виявлення дефектів деталей, складання гідромуфти;
- складання насоса, центрування насосного агрегата.

**8.2 Парові турбіни живильних насосів:**

- розкладання, замірювання зазорів проточної частини і кінцевих ущільнень, перевірка биття ротора;
- виявлення дефектів і ремонт вузлів і деталей, заміна деталей при необхідності;
- відновлення зазорів проточної частини кінцевих ущільнень;
- ремонт ВПУ, ремонт редуктора;
- розкладання, виявлення дефектів, ремонт або заміна деталей системи регулювання і паророзподілу.

**8.3 Ремонт теплової ізоляції (до 30% монтажного об'єму).**

## **9 Номенклатура і обов'язковий обсяг робіт при капітальному ремонті теплообмінних апаратів**

### **9.1 Перелік робіт:**

- огляд і виявлення дефектів корпусу, здавання представнику Держміськ-технагляду;
- гідровипробування апарата згідно з правилами\* влаштування, здавання представнику Держміськтехнагляду;
- повне розкладання, заміна або ремонт пошкоджених деталей;
- заміна або ремонт трубної системи;
- ремонт теплової ізоляції (до 20% монтажного об'єму).

## **10 Номенклатура і обов'язковий обсяг робіт при капітальному ремонті арматури**

### **10.1 Перелік робіт:**

- від'єднання, знімання, ремонт і встановлення привода;
- розкладання, огляд і виявлення дефектів, ремонт або заміна деталей арматури;
- обробка ущільнювальних поверхонь проточуванням, шліфуванням з наступним притиранням;
- обробка ущільнювальних поверхонь проточуванням, наплавленням з наступною механічною обробкою і притиранням;
- гідравлічні випробування (при потребі);
- налаштування привода і перевірка плавності ходу;
- налаштування імпульсно-запобіжних пристроїв;
- ремонт теплової ізоляції (до 20 % монтажного об'єму).

## **11 Номенклатура і обов'язковий обсяг робіт при капітальному ремонті паропроводів високого тиску і промперегрівання**

### **11.1 Перелік робіт:**

- перевірка деформації паропроводів і зварних з'єднань у відповідності з вимогами Держміськтехнагляду;
- перевірка дефектних зварних з'єднань, заміна окремих ділянок паропроводу;
- перевірка стану фланцевих з'єднань, кріпильних деталей, заміна шпильок;
- перевірка натягу пружин, огляд і ремонт підвісок і опор;
- ремонт теплової ізоляції (до 65% монтажного об'єму).

## **12 Номенклатура і обов'язковий обсяг робіт при капітальному ремонті гідротурбін і механічної частини гідрогенератора**

### **12.1 Підготовчі роботи:**

- виконання програми перевірочних випробувань та вимірювань, необхідних для оцінки параметрів технічного стану обладнання до виведення у капітальний ремонт;
- знімання характеристик і перевірка дії механізмів, пристроїв системи регулювання і автоматичного керування гідрогенератором;
- вимірювання вібрації опорних частин, биття вала агрегату, температури масла, сегментів підп'ятника, підшипників, охолоджувальної води, повітря та ін.;
- складання і встановлення риштувань, підмостків, огорож, освітлення, вентиляції і енергорозводок.

---

\* "Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением". Утверждены Госгортехнадзором СССР 27.11.1987г. М. "Недра", 1989.

**12.2** Робоче колесо гідротурбіни і його камера:

- перевірка зазорів між камерою і периферійною кромкою лопатей у поворотно-лопатемих гідротурбін з одночасним поворотом лопатей;
- перевірка зазорів у лабіринтових ущільненнях радіально-осьових гідротурбін.

**12.3** Закладні частини гідротурбіни:

- перевірка стану закладних частин (спірально камера, статор, фундаментне кільце, спрягаючий пояс тощо) і усунення дефектів.

**12.4** Напрямний апарат:

- перевірка стану лопаток верхнього кільця кришки турбіни і нижнього кільця прямого апарата;
- контроль зазорів між торцевими поверхнями лопаток прямого апарата і нижнім та верхнім кільцями (або кришкою гідротурбіни), а також вертикальних зазорів між лопатками прямого апарата;
- заміна ущільнень підшипників лопаток, а також гумового шнура ущільнень проточної частини прямого апарата;
- ремонт стопорного клапана і дросельного пристрою.

**12.5** Напрямні підшипники гідроагрегату:

- замірювання зазорів і повне розкладання підшипника;
- перевірка прилягання поверхонь тертя бабітових сегментів та їх шабрування;
- очищення маслованни, складання підшипника, контроль і регулювання зазорів;
- складання і регулювання ущільнення.

**12.6** Ущільнення вала гідротурбіни:

- розкладання, очищення і перевірка стану деталей ущільнення вала;
- усунення виявлених пошкоджень;
- заміна ущільнювальних кільць або манжет;
- складання і регулювання ущільнення.

**12.7** Маслоприймач:

- розкладання маслоприймача, очищення і перевірка стану його деталей;
- перевірка зазорів, усунення пошкоджень, шабрування втулок і штанг. При значному пошкодженні — заміна втулок;
- заміна на нові всіх ущільнювальних елементів фланцевих з'єднань маслоприймача;
- складання і регулювання зворотнього зв'язку і маслоприводів.

**12.8** Маслонапірна установка:

- зливання масла, розкриття, очищення і перевірка стану акумулятора тиску і бака маслонасосного агрегату;
- усунення шабруванням виявлених пошкоджень на бабітовій поверхні обійми, заміна значно пошкоджених деталей на нові;
- складання маслонасоса, заміна ущільнювальних елементів, з'єднання з муфтою і центрування;
- заміна дефектних кріпильних деталей і ущільнювальних елементів.

**12.9** Підп'ятник:

- розкладання маслованни підп'ятника, очищення, контроль ексцентриситету і виймання сегментів та їх опор;
- заміна ущільнювальних елементів, складання маслованни та її ущільнення.

### 13 Номенклатура і обов'язковий обсяг робіт при капітальному ремонті турбогенератора

#### 13.1 Підготовчі роботи:

- електричні випробування генератора;
- перевірка газощільності турбогенератора до його зупинки і виведення в ремонт;
- вимірювання вібрації підшипників турбогенератора, збудника і підзбудника у різних режимах роботи агрегату;
- встановлення риштувань і підмостків для огляду і ремонту.

#### 13.2 Статор турбогенератора:

- огляд стану активної сталі статора;
- огляд зовнішнього стану ізоляції, кріплення лобових частин;
- перевірка газощільності кінцевих виводів опресуванням;
- усунення місць корони в доступних місцях;
- перевірка системи безпосереднього охолодження обмотки статора в межах турбогенератора на герметичність і прохідність конденсату та усунення дефектів, перевірка вентиляційних каналів обмотки на продувність;
- перевірка вентиляційних трубок стержнів турбогенераторів типу ТГВ на замикання трубка-трубка, трубка-мідь;
- перевірка і ремонт обладнання шин виводів, шинних мостів і комірки турбогенератора.

#### 13.3 Ротор турбогенератора:

- огляд в доступних місцях кріплення і контактів струмопідводів і перевірка стану болтів струмопідводів, перевірка цілості пластин, зовнішньої ізоляції струмопідводів і кріпильних деталей;
- огляд і ремонт вентиляторів;
- огляд бандажних і центрувальних кілець ротора генератора;
- перевірка газощільності ротора, усунення витоків.

#### 13.4 Загальні роботи щодо турбогенератора:

- перевірка і ремонт підшипників і маслопроводів в межах турбогенератора;
- перевірка і ремонт вузлів і деталей маслосистеми;
- перевірка і ремонт газового господарства;
- перевірка і ремонт системи масляного ущільнення вала ротора;
- перевірка і ремонт пристроїв протипожежного захисту;
- перевірка і ремонт пускових і регулюючих пристроїв апаратури водневого і водяного охолодження, теплового контролю і автомата гасіння поля.

#### 13.5 Складання турбогенератора:

- перевірка складеного турбогенератора на газощільність та усунення витоків;
- заповнення корпусу турбогенератора воднем;
- випробування генератора.

#### 13.6 Завершувальні роботи:

- здавання турбогенератора під навантаженням.

### 14 Номенклатура і обов'язковий обсяг робіт при капітальному ремонті синхронного компенсатора

#### 14.1 Підготовчі роботи:

- вимірювання вібрації підшипників синхронного компенсатора і збудника в різних режимах роботи;
- встановлення риштувань і підмостків. Облаштування тимчасового приміщення для синхронного компенсатора при виконанні ремонту в зимовий час і для захисту від опадів;

- перевірка газощільності синхронного компенсатора до його зупинки і виведення в ремонт.

**14.2 Статор синхронного компенсатора:**

- огляд і перевірка стану активної сталі статора з боку розточки і спинки, перевірка щільності пресування і випробування активної сталі.

**14.3 Ротор синхронного компенсатора:**

- перевірка в доступних місцях кріплення і контактів струмопроводів, цілісності різьби болтів струмопроводів, пластин і ізоляції струмопроводів;

- перевірка кріплення полюсів, обмоток полюсів і міжполюсних з'єднань;

- перевірка цілісності демпферної обмотки роторів синхронних компенсаторів, контактних поверхонь і кріплення міжполюсних з'єднань демпферної обмотки;

- проточування і шліфування контактних кілець;

- перевірка стану щіткового апарату, кріплення щіткотримачів і траверс, заміна зношених щіток, регулювання натиску пружин.

**14.4 Загальні роботи щодо синхронного компенсатора:**

- перевірка і ремонт підшипників і маслопроводів в межах синхронного компенсатора;

- огляд і ремонт системи водневого охолодження, опресування синхронного компенсатора і усунення витоків;

- перевірка і ремонт протипожежного захисту.

**14.5 Складання синхронного компенсатора:**

- перевірка в складеному вигляді синхронного компенсатора на газощільність і усунення витоків;

- вимірювання вібрації підшипників;

- заповнення корпусу синхронного компенсатора воднем.

**14.6 Завершувальні роботи:**

- здавання синхронного компенсатора під навантаженням.

**15 Номенклатура і обов'язковий обсяг робіт при капітальному ремонті трансформатора**

**15.1 Перелік робіт:**

- огляд і очищення магнітопроводу, перевірка і відновлення ізоляції доступних стяжних пристроїв та їх підтягування, перевірка заземлення;

- огляд і очищення обмоток і відводів.

*Примітка.* Для трансформаторів класу напруги 150 кВ і вище, які мають зовнішні бар'єри на активній частині, обов'язковим є знімання бар'єрів на час огляду обмоток;

- огляд, очищення і ремонт кришки, розширювача, запобіжних пристроїв, арматури, системи охолодження, термосифонних фільтрів і повітроосушника, заміна сорбенту;

- перевірка надлишковим тиском герметичності маслонаповнених вводів;

- перевірка захисту і вимірювальних приладів;

- обробка і випробування трансформаторного масла;

- проведення електричних і гідравлічних випробувань трансформатора після ремонту.

---

Кожне підприємство, виходячи з технічного стану і умов роботи обладнання, зобов'язане розробити конкретну номенклатуру і обов'язковий регламентований обсяг на капітальний і середній ремонт для кожного виду обладнання.



**Додаток 3**

(рекомендований)

**Перелік рекомендованих  
технологічних документів, що застосовуються при ремонті**

За ГОСТ 3.1102-81:

а) документи загального призначення:

- титульний лист (ТЛ);
- карта ескізів (КЕ);
- технологічна інструкція (ТІ);

б) документи спеціального призначення:

- маршрутна карта (МК);
- карта технологічного процесу (КТП);
- карта типового (групового) технологічного процесу (КТТП);
- операційна карта (ОК);
- карта типової (групової) операції (КТО);
- відомість технологічних маршрутів (ВТМ);
- відомість оснащення (ВО);
- відомість матеріалів (ВМ);
- відомість застосованості (ВЗ);
- відомість складання виробів (ВСВ);
- відомість дефектів (ВД);
- відомість технологічних документів (ВТД).

## Додаток 4

(рекомендований)

## Форма відомості обсягу капітального (середнього) ремонту установки

Енергокомпанія \_\_\_\_\_  
Електростанція \_\_\_\_\_ЗАТВЕРДЖУЮ  
Головний інженер електростанції\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
підпис, дата, ініціали і прізвищеВідомість обсягу капітального (середнього) ремонту установки, станц. № \_\_\_\_\_ ,  
запланованого з "\_\_\_\_\_" \_\_\_\_\_ 20\_\_ р. до "\_\_\_\_\_" \_\_\_\_\_ 20\_\_ р. календарних діб

Найменування вузла, обладнання, системи	Перелік планованих робіт	Виконавець робіт	Фактичне виконання робіт, причини невиконання	Примітка
1	2	3	4	5

Начальник цеху  
електростанції \_\_\_\_\_  
підпис, дата, ініціали і прізвищеКерівник ремонту \_\_\_\_\_  
підпис, дата, ініціали і прізвище

**Правила заповнення.** Для кожного вузла, обладнання, системи перераховуються типові роботи, потім - спеціальні і роботи з модернізації (реконструкції). Далі перераховуються додаткові роботи.

Додаток 5

(рекомендований)

**Форма перспективного графіка  
ремонту і модернізації (реконструкції)  
основного обладнання**

Енергокомпанія \_\_\_\_\_

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Головний інженер

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
підпис, дата, ініціали і прізвище

**Перспективний графік  
ремонту і модернізації (реконструкції)  
основного обладнання на 20\_\_ р.**

Рік	Найменування підприємства, станц.№ установки	Вид ремонту (капітальний, середній) перелік основних спец.робіт, модернізація (реконструкція)	Плановий час ремонту		Нормативна тривалість		Термін служби обладнання		Виконавець робіт
			місяць виводу в ремонт	тривалість, дні	в плановому виді ремонту, дні	в поточному ремонті, протягом року, дні	від останнього капітального ремонту до початку планового, рік (год.)	з початку експлуатації (год.)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Керівник енергокомпанії \_\_\_\_\_

підпис, дата, ініціали і прізвище

## Додаток 6

(рекомендований)

**Форма річного графіка  
ремонту і модернізації (реконструкції)  
основного обладнання**

Енергокомпанія \_\_\_\_\_

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Головний інженер

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
підпис, дата, ініціали і прізвище

**Річний графік  
ремонту і модернізації (реконструкції)  
основного обладнання на 20\_\_ р.**

Найменування підприємства, станц. № установки	Вид ремонту (капітальний, середній). Перелік основних спец. робіт, модернізація (реконструкція)	Плановий час ремонту			Термін служби обладнання	Виконавць робіт
		початок (дата)	закінчення (дата)	тривалість, дні		
1	2	3	4	5	6	10

Керівник енергокомпанії \_\_\_\_\_

підпис, дата, ініціали і прізвище

**Вимоги до складання річного графіка**

1. В графі 6 вказується термін служби в роках з точністю до одного знака після коми, в дужках вказати напрацювання в годинах.
2. До річного графіка додається:
  - 2.1. Відомість укрупненого обсягу робіт по кожній установці, яка узгоджена з виконавцями ремонту.
  - 2.2. Пояснювальна записка, в якій відображається забезпечення планованих обсягів, робіт технічною та фінансовою документацією.

**Додаток 7**  
(рекомендований)

**Форма акта готовності електростанції і ремонтних підприємств  
до капітального (середнього) ремонту установки**

Енергокомпанія \_\_\_\_\_  
Електростанція \_\_\_\_\_  
Установка \_\_\_\_\_  
Станц. № \_\_\_\_\_

**АКТ**  
**готовності електростанції і ремонтних підприємств**  
**до капітального (середнього) ремонту установки**

Представники електростанції \_\_\_\_\_  
і ремонтних підприємств \_\_\_\_\_

“ ” 20\_\_ р. перевірили готовність електростанції і ремонтних підприємств до капітального (середнього) ремонту установки, яка виводиться в ремонт з \_\_\_\_\_ на термін \_\_\_\_\_ діб.

**1** При цьому встановлено:

**1.1** У відповідності з планом підготовчих робіт електростанцією не виконані наступні роботи: \_\_\_\_\_

**1.2** У відповідності з планом підготовчих робіт ремонтними підприємствами не виконані наступні роботи: \_\_\_\_\_

**2** На основі проведеної перевірки станом на \_\_\_\_\_ 20\_\_ р. комісія вважає:

**2.1** До ремонту установки електростанція готова (не готова) \_\_\_\_\_

**2.2** До ремонту установки ремонтні підприємства готові (не готові) \_\_\_\_\_

**3** Стосовно невиконаних підготовчих робіт встановлюються наступні терміни виконання: \_\_\_\_\_

**3.1** Для електростанції \_\_\_\_\_

**3.2** Для ремонтного підприємства \_\_\_\_\_

Представники електростанції \_\_\_\_\_

підпис, ініціали, прізвище

Представники ремонтних підприємств \_\_\_\_\_

підпис, ініціали, прізвище

**Примітка 1.** У п.п.1.2, 2.2, 3.2 наводяться відомості з усіх ремонтних підприємств, що беруть участь в ремонті.

**Примітка 2.** Примірники акта передаються всім підприємствам, що беруть участь в ремонті, і енергокомпаніям.

**Додаток 8**  
(рекомендований)

**Форма відомості основних параметрів  
технічного стану котельної установки**

Енергокомпанія \_\_\_\_\_  
Електростанція \_\_\_\_\_

**Відомість**  
**основних параметрів технічного стану**  
котельної установки станц. № \_\_\_\_\_,  
з паровим котлом типу \_\_\_\_\_,  
завод (фірма) \_\_\_\_\_, заводський № \_\_\_\_\_,  
рік випуску \_\_\_\_\_, рік пуску в експлуатацію \_\_\_\_\_.  
Котельна установка знаходилась в \_\_\_\_\_ ремонті  
з \_\_\_\_\_ 20\_\_ р. до \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Параметр технічного стану	Заводські, проектні або нормативні дані	Дані експлуатаційних випробувань або вимірювань			Примітка
		після поперед- нього ремонту	до ремонту	після ремонту	
1	2	3	4	5	6

**1** Продуктивність пари, т/год

**2** Тиск перегрітої пари,  
МПа(кгс/кв.см)

**3** Температура перегрітої  
пари, °С

**4** Тиск пари на виході із про-  
міжного перегрівача, МПа  
(кгс/кв.см)

**5** Температура пари на виході  
із проміжного перегрівача, °С

**6** Температура живильної води  
до економайзера, °С

**7** Температура живильної води  
за економайзером, °С

**8** Температура повітря до  
повітропідігрівача, °С

**9** Температура повітря за  
повітропідігрівачем, °С

1	2	3	4	5	6
<b>10</b> Температура вихідних га-зів за повітропідігрівачем, °С					
<b>11</b> Газовий опір повітропідігрівача, Па(мм.вод.ст.)					
<b>12</b> Загальний опір газового тракту, Па(мм.вод.ст.)					
<b>13</b> Загальний опір повітряно-го тракту, Па(мм.вод.ст.)					
<b>14</b> Коефіцієнт надлишку повітря: за котлом за повітропідігрівачем за димососом					
<b>15</b> Присмокти повітря, %: в топку по газовому тракту в пилосистеми					
<b>16</b> Втрати тепла з вихідними газами, %					
<b>17</b> Коефіцієнт корисної дії котельної установки, брутто, %					
<b>18</b> Витрати електроенергії на власні потреби, кВт.год/т пари					
<b>19</b> Витрати електроенергії на тягу і дуття, кВт.год/т пари					
<b>20</b> Витрати електроенергії на помол палива, кВт.год/т палива					

**Примітка.** Графа 2 (заводські, проектні чи нормативні дані) заповнюються за взаємною згодою між електростанцією і ремонтним підприємством.

Представник електростанції \_\_\_\_\_  
підпис, дата, ініціали, прізвище

Керівник ремонту \_\_\_\_\_  
підпис, дата, ініціали, прізвище

**Додаток 9**  
(рекомендований)

**Форма відомості основних параметрів  
технічного стану паротурбінної установки**

Енергокомпанія \_\_\_\_\_  
Електростанція \_\_\_\_\_

**Відомість**  
основних параметрів технічного стану паротурбінної установки  
станц. № \_\_\_\_\_ з турбіною типу \_\_\_\_\_,  
(фірма) \_\_\_\_\_ заводський № \_\_\_\_\_,  
рік випуску \_\_\_\_\_, рік і місяць пуску в експлуатацію \_\_\_\_\_  
Паротурбінна установка знаходилась в \_\_\_\_\_  
(вид ремонту)  
з “\_\_\_” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р. до “\_\_\_” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Показники	Заводські, проектні або нормативні дані	Дані експлуатаційних випробувань або вимірювань			При- мітка
		після поперед- нього ремонту	до капі- тального ремонту	після ка- пітального ремонту	
1	2	3	4	5	6

**Загальні параметри**

**1** Максимальна наведена  
потужність турбіни, МВт

**2** Зміна економічності про-  
точної частини в результаті  
ремонту, %

**3** ККД ЦВТ турбіни, %

**4** ККД ЦСТ турбіни, %

**5** Тиск пари за регулюючими  
клапанами, МПа (кгс/кв.см)

**6** Витік пари через кінцеві  
уцільнення ЦВТ і ЦСТ, т/год

**7** Осьове зміщення роторів,  
мм

**8** Тривалість вибігу роторів  
при закритих ГПЗ, с

**9** Вібрація підшипників  
(сумарна)



1	2	3	4	5	6
Підшипник № 1	Вертикальна. Поперечна. Осьова.				
Підшипник № 2	Вертикальна. Поперечна. Осьова.				
Підшипник № 3	Вертикальна. Поперечна. Осьова.				
Підшипник № 4	Вертикальна. Поперечна. Осьова.				
Підшипник № 5	Вертикальна. Поперечна. Осьова.				
Підшипник № 6	Вертикальна. Поперечна. Осьова.				
Підшипник № 7	Вертикальна. Поперечна. Осьова.				
Підшипник № 8	Вертикальна. Поперечна. Осьова.				
Підшипник № 9	Вертикальна. Поперечна. Осьова.				
Підшипник № 10	Вертикальна. Поперечна. Осьова.				
Підшипник № 11	Вертикальна. Поперечна. Осьова.				
Підшипник № 12	Вертикальна. Поперечна. Осьова.				
Підшипник № 13	Вертикальна. Поперечна. Осьова.				

1	2	3	4	5	6
---	---	---	---	---	---

Підшипник Вертикальна.  
№ 14 Поперечна.  
Осьова.

**10** Тиск пари в колекторі на-  
грівання шпильок ЦВТ/ЦСТ  
(або в обнизці фланцевого  
роз'єму ЦВТ/ЦСТ, МПа  
(кгс/кв.см))

**11** Температура пари в паро-  
проводі скиду із системи на-  
грівання фланцевого роз'єму  
через обнизку ЦВТ/ЦСТ, °С

**Показники системи  
регулювання**

**12** Загальна ступінь нерівно-  
мірності частоти обертання, %

**13** Місцевий ступінь нерівно-  
мірності (максимальна і міні-  
мальна) частоти обертання, %

**14** Ступінь нерівномірності  
регулювання тиску пари у  
відборі, %

**15** Ступінь нечутливості  
регулювання частоти  
обертання, %

**16** Ступінь нечутливості  
регулювання тиску пари у  
відборі, % або МПа (кгс/кв.см)  
I відбір  
II відбір

**17** Зміна частоти обертання  
ротора при незмінному поло-  
женні механізмів управління  
на холостому ході, %

**18** Незалежність регулювання  
потужності і тиску у відборі,  
%

1	2	3	4	5	6
---	---	---	---	---	---

Підшипник Вертикальна.  
№ 13 Поперечна.  
Осьова.

Підшипник Вертикальна.  
№ 14 Поперечна.  
Осьова.

**10** Тиск пари в колекторі на-  
грівання шпильок ЦВТ/ЦСТ  
(або в обнизці фланцевого  
роз'єму ЦВТ/ЦСТ, МПа  
(кгс/кв.см)

**11** Температура пари в паро-  
проводі скиду із системи на-  
грівання фланцевого роз'єму  
через обнизку ЦВТ/ЦСТ, °С

**Показники системи  
регулювання**

**12** Загальний ступінь нерів-  
номірності частоти обер-  
тання, %

**13** Місцевий ступінь нерівно-  
мірності, максимальна і міні-  
мальна) частота обертання, %

**14** Ступінь нерівномірності  
регулювання тиску пари у  
відборі, %

**15** Ступінь нечутливості ре-  
гулювання частоти обертан-  
ня, %

**16** Ступінь нечутливості ре-  
гулювання тиску пари у від-  
борі, % або МПа (кгс/кв.см)  
I відбір  
II відбір

**17** Зміна частоти обертання  
ротора при незмінному поло-  
женні механізмів управління  
на холостому ході, %

1	2	3	4	5	6
18	Незалежність регулювання потужності і тиску у відборі, %				
19	Границі зміни частоти обертання ротора механізмом управління, верхня границя, с <sup>-1</sup> (для регуляторів з розділом характеристик не визначати) нижня границя, с <sup>-1</sup> (нижня границя обов'язкова)				
20	Частота обертання ротора, що відповідає спрацюванню АБ при подачі масла на бойки, с <sup>-1</sup> I бойок ("Задній") II бойок ("Передній")				
21	Частота обертання ротора, що відповідає спрацюванню АБ, при розгоні, с <sup>-1</sup> I бойок ("Задній") II бойок ("Передній")				
22	Межі зміни тиску у відборах механізмом управління, МПа (кгс/кв.см) I відбір II відбір				Випробування проводиться в режимі нульового (або мінімального) відбору
23	Тиск робочої рідини в системі регулювання, МПа, (кгс/кв.см)				
<b><u>Показники щільності клапанів</u></b>					
24	Тривалість вибігу ротора при закритих стопорних клапанах, с				

1	2	3	4	5	6
---	---	---	---	---	---

**25** Тривалість вибігу ротора при закритих регулюючих клапанах, с

**26** Тиск пари в камері регульованого відбору при закритих паророзподільних органах відбору, МПа (кгс/кв.см)

**Показники підшипників**

**27** Температура бабіту вкладкишів опорних підшипників, °С

- № 1
- № 2
- № 3
- № 4
- № 5
- № 6
- № 7
- № 8
- № 9
- № 10
- № 11
- № 12
- № 13
- № 14

**28** Температура масла на зливі з опорних підшипників, °С

- № 1
- № 2
- № 3
- № 4
- № 5
- № 6
- № 7
- № 8
- № 9
- № 10
- № 11
- № 12
- № 13
- № 14

1	2	3	4	5	6
<b>29</b> Нагрівання масла в опорних підшипниках, °С					
№ 1					
№ 2					
№ 3					
№ 4					
№ 5					
№ 6					
№ 7					
№ 8					
№ 9					
№ 10					
№ 11					
№ 12					
№ 13					
№ 14					

**30** Максимальна температура колодок опорного підшипника з боку регулятора (генератора), °С

**31** Середня температура колодки опорного підшипника з боку регулятора (генератора), °С

**32** Температура масла на зливі з опорного підшипника з боку регулятора (генератора), °С

**33** Нагрівання масла в опорному підшипнику з боку регулятора (генератора), °С

**34** Тиск масла в системі змащування, МПа (кгс/кв.см)

**35** Сила струму в колі електродвигуна валоповоротного пристрою при його роботі, А

#### **Показники маслосистеми**

**36** Температурний напір в маслоохолодниках, °С

**37** Температура масла після маслоохолодників, °С

1	2	3	4	5	6
---	---	---	---	---	---

38 Наявність механічних домішок в маслі, %

39 Наявність води в маслі, %

40 Швидкість зниження рівня масла в масляному баці, мм/год.

**Показники вакуумної системи**

41 Температурний напір в конденсаторі, °С

42 Гідравлічний опір конденсатора, м.в.ст.

43 Жорсткість конденсату турбіни, Мкг/л

44 Вміст кисню в конденсаті після конденсатних насосів, Мкг/л

45 Швидкість падіння вакууму, мм рт.ст./хв

46 Розрідження, створюване ежектором, мм рт.ст.

**Показники щільності зворотніх і запобіжних клапанів**

47 Приріст потужності турбоагрегатів при закритих зворотніх клапанах, кВт

Для турбін з поперечними зв'язками

48 Приріст частоти обертання холостого ходу при закритих зворотніх клапанах, с<sup>-1</sup> (для турбін енергоблоків)

49 Тиск в камері відбору при спрацюванні запобіжних клапанів, кгс/кв.см

**Примітка.** Визначення показників виконувати у відповідності з затвердженими “Інструкціями о проведенні експресс-испытаний турбоустановок” і “Руководящими указаниями по проверке системы регулирования основных типов паровых турбин”, СЦНТИ, Москва, 1973 г.

Представник підприємства \_\_\_\_\_

підпис, дата, ініціали, прізвище

Керівник ремонту \_\_\_\_\_

підпис, дата, ініціали, прізвище



**Додаток 10**  
(рекомендований)

**Форма відомості основних параметрів  
технічного стану гідротурбінної установки**

Енергокомпанія \_\_\_\_\_  
Підприємство \_\_\_\_\_

**Відомість**

**основних параметрів технічного стану**

гідротурбінної установки станц. № \_\_\_\_\_,  
з турбіною \_\_\_\_\_ типу \_\_\_\_\_,  
завод (фірма) \_\_\_\_\_ заводський № \_\_\_\_\_,  
рік випуску \_\_\_\_\_ номінальна потужність турбіни \_\_\_\_\_ МВт,  
розрахунковий напір потужності \_\_\_\_\_,  
рік пуску гідротурбінної установки в експлуатацію \_\_\_\_\_.  
Гідротурбінна установка знаходилась у ремонті \_\_\_\_\_  
(вид ремонту)  
з " " \_\_\_\_\_ 20 р. до " " \_\_\_\_\_ 20 р.

Параметр технічного стану	Заводські, проектні або нормативні дані	Дані експлуатаційних випробувань або вимірювань		При- мітка
		до капітального ремонту	після ка- пітального ремонту	
1	2	3	4	5

**1** Номінальний потужності (у чисельнику) і холостому ходу (у знаменнику) відповідають: відкриття прямого апарата по шкалі сервомотора, мм

кут розвертання лопатей робочого колеса по шкалі на маслоприймачі, град.

тиск у спіральній камері, МПа (кгс/кв.см)

**2** Номінальний потужності (у чисельнику) і холостому ходу (у знаменнику) відповідають: вібрація, мм/с  
верхньої хрестовини генератора:  
горизонтальна  
вертикальна  
нижньої хрестовини генератора:  
горизонтальна  
вертикальна

1	2	3	4	5
кришки турбіни: горизонтальна вертикальна биття вала, мм: біля верхнього підшипника генератора біля нижнього підшипника генератора біля підшипника турбіни				
<b>3</b> Максимальний робочий тиск у котлі маслонапірної установки (МНУ), МПа(кгс/кв.м)				
<b>4</b> Тиск ввімкнення робочого маслососа (на котел МНУ), МПа (кгс/кв.см)				
<b>5</b> Тиск ввімкнення резервного маслососа (на котел МНУ), МПа (кгс/кв.см)				
<b>6</b> Відношення часу роботи насосів на котел МНУ під тиском (чисельник) до часу стояння насосів (знаменник) при роботі гідротурбіни під навантаженням  Для насоса № 1 Для насоса № 2				
<b>7</b> Час відкриття напрямного апарата турбіни від 0 до 100 % , с				
<b>8</b> Час закриття напрямного апарата турбіни від 100 до 0%, с				
<b>9</b> Час повного розвертання лопатей робочого колеса, с				
<b>10</b> Мінімальний тиск масла у системі регулювання, що забезпечує закриття напрямного апарата гідротурбіни без води, МПа (кгс/кв.см)				
<b>11</b> Час відкриття турбінного затвора, с				

1	2	3	4	5
<b>12</b> Час закриття турбінного затвора, с				
<b>13</b> Частота обертання ротора гідротурбіни, об/хв, при якій: включається гальмування спрацьовує захист від розгону				
<b>14</b> Час зниження частоти обертання ротора від номінальної частоти обертання, при якій включається гальмування, с				
<b>15</b> Час гальмування, с				
<b>16</b> Температура при роботі турбіни з номінальною потужністю, град.С, масла: у ванні підп'ятника у ванні верхнього підшипника генератора у ванні нижнього підшипника генератора у ванні підшипника турбіни у зливному баці МНУ на кожному сегменті підп'ятника: № 1 № 2 № 3 № 4 № 5 № 6 вкладиша (сегментів) верхнього підшипника генератора вкладиша (сегментів) нижнього підшипника генератора вкладиша(сегментів) підшипника турбіни оходжувальної води до (у чисельнику) і після (у знаменнику): маслоохолоджувачів підп'ятника маслоохолоджувачів верхнього підшипника генератора маслоохолоджувачів нижнього підшипника генератора маслоохолоджувачів підшипника турбіни				

1	2	3	4	5
<p>маслоохолоджувачів гідравлічної системи регулювання повітроохолоджувачів генератора обмотки статора повітря до (у чисельнику) і після (у знаменнику) повітроохолоджувачів генератора</p> <p><b>17</b> Вимірювання здійснювались при наступних умовах:  відмітка верхнього б'єфа, м  відмітка нижнього б'єфа, м  температура води, що проходить через турбіну, град.С  температура повітря у шахті турбіни, град.С  температура повітря у приміщенні встановлення зливного бака МНУ, град.С</p>				

**Примітка.** Графа 2 (заводські, проектні чи нормативні дані) заповнюється за взаємною згодою між електростанцією і ремонтним підприємством.

Представник електростанції \_\_\_\_\_  
підпис, дата, ініціали, прізвище

Керівник ремонту \_\_\_\_\_  
підпис, дата, ініціали, прізвище

**Правила заповнення:** Горизонтальну вібрацію і биття вала слід вимірювати у двох напрямках.

**Додаток 11**  
(рекомендований)

**Форма відомості**  
основних параметрів технічного стану турбогенератора

Енергокомпанія \_\_\_\_\_  
Електростанція \_\_\_\_\_

**Відомість**  
основних параметрів технічного стану  
турбогенератора станц.№ \_\_\_\_\_, тип \_\_\_\_\_  
завод (фірма) \_\_\_\_\_, заводський № \_\_\_\_\_  
рік випуску \_\_\_\_\_, рік пуску в експлуатацію \_\_\_\_\_.  
Турбогенератор знаходився в \_\_\_\_\_ ремонті

(вид ремонту)  
з " \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ р. до " \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ р.

Параметр технічного стану	Заводські, проектні або нормативні дані	Дані експлуатаційних випробувань або вимірювань		При- мітка
		до капітального ремонту	після ка- пітального ремонту	
1	2	3	4	5

**1** Потужність турбогенератора,  
МВт

**2** Електроопір ізоляції, МОм:  
обмотки статора (кожна фаза  
зокрема відносно корпусу і двох  
інших заземлюваних фаз)

в гарячому стані  
в холодному стані  
обмотки ротора

кола збудження генератора і  
збудника зі всією приєднаною  
апаратурою

обмотки збудника і підзбудника  
(відносно корпусу і бандажів)

**3** Нагрівання активних частин  
(турбогенератора і охолоджу-  
вального середовища), град.С  
Температура охолоджувальної  
рідини, що виходить із:  
обмотки статора  
обмотки ротора  
осердя статора

1	2	3	4	5
Температура вихідного охолоджувального газу із: обмотки статора обмотки ротора осердя статора				
Нагрівання: обмотки статора обмотки ротора осердя статора				
<b>4</b> Вібрація, мм/с(мкм) контактних кілець: вертикальна поперечна корпусу статора: вертикальна поперечна осердя статора: вертикальна поперечна осьова фундаменту: вертикальна поперечна осьова лобових частин обмотки статора: вертикальна поперечна осьова				
<b>5</b> Витікання водню у складеному генераторі при робочому тиску, МПа (кгс/кв.см)				
<b>6</b> Вміст водню у картері опорного підшипника, %: з боку турбіни з боку збудника (або з боку вільного кінця вала)				
<b>7</b> Вологість водню у корпусі: % г/куб.м				

- Примітка 1.** У п.2 в чисельнику вказується опір ізоляції на 60-ій секунді після прикладення напруги, у знаменнику - на 15-ій секунді.
- Примітка 2.** Випробування активних частин турбогенератора і охолоджувального середовища (п.3) проводиться згідно з ГОСТ 533.
- Примітка 3.** При визначенні вертикальної і поперечної вібрації полюсної і “зворотної” частот.
- Примітка 4.** Вимірювання вібрації проводиться при необхідності за програмою, узгодженою з Управлінням електростанцій і теплових мереж і заводом-виробником. Вібрація лобових частин обмотки статора вимірюється тільки при спеціальних випробуваннях.
- Примітка 5.** Графа 2 (заводські, проектні чи нормативні дані) заповнюється за взаємною згодою між електростанцією і ремонтним підприємством.

Представник електростанції \_\_\_\_\_  
дата, підпис, ініціали, прізвище

Керівник ремонту \_\_\_\_\_  
дата, підпис, ініціали, прізвище

**Додаток 12**  
(рекомендований)

**Форма відомості**  
**основних параметрів технічного стану гідрогенератора**

Енергокомпанія \_\_\_\_\_  
Електростанція \_\_\_\_\_

**Відомість**  
**основних параметрів технічного стану**  
гідрогенератора станц. № \_\_\_\_\_, тип \_\_\_\_\_  
завод-виробник \_\_\_\_\_, заводський № \_\_\_\_\_  
рік випуску \_\_\_\_\_ рік пуску в експлуатацію \_\_\_\_\_.  
Гідрогенератор знаходився у \_\_\_\_\_ ремонті  
(вид ремонту)  
з " \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_\_ р. до " \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_\_ р.

№ п/п	Показники	Заводські, проектні або нормативні дані	Дані експлуатаційних випробувань або вимірювань		При- мітка
			до капітального ремонту	після ка- пітального ремонту	
1	2	3	4	5	6

**1** Потужність гідрогенератора, МВт

**2** Опір ізоляції, (МОм)

**2.1** Обмотки статора відносно корпусу

і двох інших заземлених фаз

(мегомметр на 2500 В)

Фаза А

Фаза В

Фаза С

Вимірювання при  $t=15$  сек./ $t=60$  сек.

Температура Т град.С=

**2.2** Коло збудження

відносно корпусу

(мегомметр на 1000 В)

а) при нерухомому роторі

в холодному стані

**2.3** Обмотка ротора (щітки підняті

або відкинуті проводи)

**2.4** Проводи кола збудження

**2.5** Обмотки збуджувача

а) обмотка якоря і траверси

б) обмотки полюсів.

**2.6** Регуляторного генератора

**2.7**Верхнього напрямного підшипника

**2.8** Нижнього напрямного підшипника

**2.9** Під'ятника

**2.10** Хрестовини



1	2	3	4	5	6
3	Нагрівання активних частин гідро-генератора і охолоджуючого середовища, (Т град.С) (перевіряється в робочому режимі перед виведенням в капітальний ремонт і після введення в роботу, заповнюють чергові)				
3.1	Обмоток статора (мідь статора)				
3.2	Активної сталі сердечника (залізо статора)				
3.3	Обмоток ротора				
3.4	Температура повітря, що виходить з повітроохолоджувача (повітря холодне)				
3.5	Температура повітря на вході в повітроохолоджувач (повітря гаряче)				
4	В/в випробування				
4.1	Обмотки статора				
	а) змінною напругою				
	Фаза А				
	Фаза В				
	Фаза С				
	Температура статора при випробуванні, t град.С=				
	б) постійною напругою				
	Фаза А				
	Фаза В				
	Фаза С				
	Температура статора при випробуванні, t град.С=				
4.2	Обмотка ротора				
	Температура збудника				
	а) якоря відносно корпусу				
	б) полюсів відносно корпусу				
4.4	Заземлюючої котушки в нулі генератора				
5	Вимірювання опорю постійному струму				
5.1	Обмотки статора				
	а) перша вітка				
	Фаза А				
	Фаза В				
	Фаза С				
	б) друга вітка				
	Фаза А				
	Фаза В				
	Фаза С				
	Температура при вимірюванні, t град.С				

---

1	2	3	4	5	6
5.2	Заземлюючої котушки в нулі генераторі				
5.3	Термоопорів				
5.4	Обмотки ротора				
5.5	Обмотки полюсів збудника				
5.6	Регуляторного генератора				
6	Знімання характеристики к.з. генератора				
	Струм ротора, А				
	Струм статора, А				
7	Знімання характеристики х.х. генератора				
	Напруга статора, В				
	Струм ротора, А				
8	Додаткові відомості				

---

Начальник ПТВ

Начальник електроцеху

**Додаток 13**  
(рекомендований)

**Форма відомості**  
**основних параметрів технічного стану синхронного компенсатора**

Енергокомпанія \_\_\_\_\_  
Електростанція \_\_\_\_\_

**Відомість**  
**основних параметрів технічного стану**  
синхронного компенсатора станц. № \_\_\_\_\_,  
тип \_\_\_\_\_ завод (фірма) \_\_\_\_\_,  
заводський № \_\_\_\_\_ рік випуску \_\_\_\_\_,  
рік пуску в експлуатацію \_\_\_\_\_  
Синхронний компенсатор знаходився в \_\_\_\_\_ ремонті  
(вид ремонту)  
з " \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ р. до " \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ р.

Параметр технічного стану	Заводські, проектні або нормативні дані	Дані експлуатаційних випробувань або вимірювань		При- мітка
		до капітального ремонту	після ка- пітального ремонту	
1	2	3	4	5

**1** Потужність синхронного  
компенсатора, МВА

**2** Опір ізоляції, МОм:  
обмотки статора (кожна фаза  
зокрема відносно корпусу і двох  
інших заземлених фаз):  
у гарячому стані  
у холодному стані  
кола збудження синхронного  
компенсатора і збудника з усією  
приєднаною апаратурою

**3** Нагрівання активних частин  
синхронного компенсатора,  
град.С  
обмоток статора  
обмоток ротора  
осердя статора

1	2	3	4	5
4 Вібрація, мм/с (мкм):				
підшипник № 1				
вертикальна				
поперечна				
осьова				
підшипник № 2				
вертикальна				
поперечна				
осьова				
підшипник № 3				
вертикальна				
поперечна				
осьова				
підшипник № 4				
вертикальна				
поперечна				
осьова				
5 Витік водню у зібраному синхронному компенсаторі при робочому тиску, МПа (кгс/кв.см)				

**Примітка 1.** У п.2 в чисельнику вказується опір ізоляції через 60 с після прикладання напруги, в знаменнику - через 15 с.

**Примітка 2.** Графа 2 (заводські, проектні або нормативні дані) заповнюється за взаємною згодою між електростанцією і ремонтним підприємством.

Представник електростанції \_\_\_\_\_  
дата, підпис, ініціали, прізвище

Керівник ремонту \_\_\_\_\_  
дата, підпис, ініціали, прізвище

## Додаток 14

(рекомендований)

**Форма відомості  
основних параметрів технічного стану трансформатора**

Енергокомпанія \_\_\_\_\_  
Підприємство \_\_\_\_\_

**Відомість  
основних параметрів технічного стану  
трансформатора станц. № \_\_\_\_\_, тип \_\_\_\_\_  
завод (фірма) \_\_\_\_\_, заводський № \_\_\_\_\_  
рік випуску \_\_\_\_\_ рік пуску в експлуатацію \_\_\_\_\_  
Трансформатор знаходився в \_\_\_\_\_ ремонті  
(вид ремонту)  
з " \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ р. до " \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.**

Параметр технічного стану	Заводські, проектні або нормативні і дані	Дані експлуатаційних випробувань або вимірювань		Примітка
		до капі- тального ремонту	після ка- пітального ремонту	
1	2	3	4	5

1 Потужність, МВА

2 Напруга, кВ

3 Група з'єднання обмоток

4 Втрати холостого ходу, кВт

5 Струм холостого ходу

6 Опір ізоляції обмоток при тем-  
пературі трансформатора,  
град.С, МОм 1)

Вносяться  
значення, ви-  
міряні мегом-  
метром на на-  
пругу 2500 В

1	2	3	4	5
---	---	---	---	---

7 Тангенс кута діелектричних втрат ізоляції обмоток ( $\text{tg } d$ ) при температурі трансформатора, град.С \_\_\_\_\_ 1)

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

8 Відношення  $C2/C50$  при температурі трансформатора, град.С \_\_\_\_\_

9 Опір обмоток постійному струму при температурі трансформатора, град.С \_\_\_\_\_ Ом 1)

Вносяться значення опору при номінальному положенні перемикачів. Значення при інших положеннях перемикачів вказуються у протоколі випробувань

10 Коефіцієнт трансформації  
 ВН-СН \_\_\_\_\_  
 ВН-НН \_\_\_\_\_  
 СН-НН \_\_\_\_\_  
 усіх фаз \_\_\_\_\_

11 Опір міжлистової ізоляції магнітопроводу постійному струму, Ом

1	2	3	4	5
<p>12 Опір ізоляції, МОм:  ярових балок _____  пресуючих кілець _____  стяжних шпильок (бандажів) _____  ярма _____  магнітопроводу _____</p>				<p>Вимірювання опору ізоляції може бути замінене на випробування прикладеною напругою 1000 В змінного струму 50 Гц</p>
<p>13 Вологовміст твердої ізоляції обмоток, % (при наявності зразків) 2)</p>				<p>Згідно з даними керівництва з капітального ремонту трансформаторів напругою 110-750 кВ, потужністю 80 МВА і більше</p>
<p>15 Вимірювання відношення С/С</p>				
<p>16 Скорочений фізико-хімічний аналіз масла з бака трансформатора і пристрою РПН (при наявності) 3)</p>				<p>У чисельнику вказують дані аналізу масла з бака трансформатора, у знаменнику - з пристрою РПН із зазначенням дати відбору проби і температури масла при відборі</p>
<p>вологовміст, %  наявність механічних домішок  наявність водорозчинних кислот і лугів кислотне число, МГ КОН  температура спалаху випарів, °С  електрична міцність, кВ tg d при температурі 20 град.С, % tg d при температурі 70 град.С, % газовміст, % об'єму хроматографічний аналіз газів у маслі</p>				

Заливання масла проводилось \_\_\_\_\_

(метод заливання, вакуум, тривалість заливання)

Тривалість відстоювання масла до випробування \_\_\_\_\_

Тривалість стикання активної частини з оточуючим повітрям, год. \_\_\_\_\_,

температура активної частини, виміряна на верхньому ярмі магнітопроводу, у

початковий період стикання з повітрям, град.С \_\_\_\_\_, наприкінці град.С \_\_\_\_\_.

Ремонт виконувався в умовах \_\_\_\_\_

(заводу, підприємства)

Метод нагрівання \_\_\_\_\_, тривалість, год. \_\_\_\_\_

**Примітка 1.** Схеми вимірювання ізоляції і самі вимірювання за п.п.6,7,9 проводити у відповідності з "Нормами випробування електрообладнання" (Атомиздат, 1978) і згідно з ГОСТ 2477.

**Примітка 2.** Зразки твердої ізоляції за п.13 відбирати на початку розкриття і перед заливанням активної частини маслом.

**Примітка 3.** Характеристики ізоляції за п.15 визначають при температурі не нижче 10 град.С в трансформаторах потужністю до 80 МВА, напругою до 150 кВ, для решти трансформаторів - при температурі не менше нижнього значення, вказаного у заводському протоколі випробувань.

**Примітка 4.** Графа 2 (заводські, проектні чи нормативні дані) заповнюється за взаємною згодою між підприємством і ремонтним підприємством.

Результати випробувань і вимірювань маслонаповнених вводів (випробування і вимірювання проводяться згідно з діючими нормами випробування електрообладнання).

Найменування	Показники						Нейтраль	Примітка
	ВН			СН				
	А	В	С	А	В	С		
Номер вводу								Дані наводяться: у чисельнику - після ремонту, у знаменнику - до ремонту. Проби масла відбираються у відповідності з таблицею ПЧ-1 "Норми випробувань електрообладнання" (Атомиздат,1978)
Випробувальна напруга, кВ								
Тривалість випробування, год.								
При температурі, град.С								
При температурі, град.С								
Ємність, пФ								
Масло у вводах								
Наявність механічних домішок								
Вологовміст, %								
Наявність водорозчинних кислот і лугів								
Температура спалахів випарів								



масла, град.С  
Кислотне число масла  
Електрична міцність ізоляції,  
кВ  
tg d при температурі 20 °С,%  
tg d при температурі 70 °С,%

---

Представник підприємства \_\_\_\_\_  
підпис, дата, ініціали, прізвище

Керівник ремонту \_\_\_\_\_  
підпис, дата, ініціали, прізвище

## Додаток 15

(рекомендований)

**Форма відомості  
основних параметрів технічного стану  
золовловлювальної установки**

Енергокомпанія \_\_\_\_\_

Електростанція \_\_\_\_\_

## Відомість

## основних параметрів технічного стану

золовловлювальної установки типу \_\_\_\_\_,  
 завод \_\_\_\_\_ заводський № \_\_\_\_\_,  
 рік випуску в експлуатацію \_\_\_\_\_,  
 золовловлювальна установка встановлена за котлом \_\_\_\_\_  
 типу \_\_\_\_\_, станц. № \_\_\_\_\_  
 і знаходилась у \_\_\_\_\_ ремонті  
 (вид ремонту)  
 з "\_\_\_" \_\_\_\_\_ 20\_\_ р. до "\_\_\_" \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Параметр технічного стану	Заводські, проектні або нормативні дані	Дані експлуатаційних випробувань або вимірювань		Примітка
		до капі- тального ремонту	після ка- пітального ремонту	
1	2	3	4	5

- 1 Температура газів, що надходять на очищення, град.С
- 2 Температура газів за золовловлювальною установкою, град.С
- 3 Вміст пального у виносі, град.С
- 4 Витрати твердого палива, т/год
- 5 Надлишок повітря перед золовловлювальною установкою
- 6 Надлишок повітря після золовловлювальної установки
- 7 Присмоктування повітря у золовловлювальній установці, %
- 8 Об'єм димових газів, що надходять на очищення при нормальних умовах, куб.м/год
- 9 Опір золовловлювальної установки, Па(кгс/кв.см)
- 10 Витрата води на зрошення золовловлювальної установки, т/год
- 11 Питома витрата води на зрошення труб Вентурі, т/год.

1	2	3	4	5
12	Кількість золи, що виходить з димовими газами в атмосферу, т/год			
13	Питома витрата електроенергії на очищення 1000 куб.м газу, кВт.год			
14	Швидкість димових газів в електрофільтрі: горловині труби Вентурі, м/с			
15	Ступінь очищення димових газів, %			
16	Запиленість димових газів при нормальних умовах: перед зололовлювальною установкою, г/куб.м після зололовлювальної установки, г/куб.м			
17	Вольтамперні характеристики електрофільтрів: на повітрі, кВ мА на димових газах, кВ мА			
18	Марка палива			
19	Робоча теплота згоряння палива, МДж/кг (ккал/кг)			
20	Робоча зольність палива, %			
21	Робоча вологість палива, %			
22	Кількість золи, яка надходить з димовими газами в зололовлювальну установку, т/год			

**Правила заповнення:** При наявності декількох паралельно працюючих зололовлювальних апаратів показники вказувати для кожного апарата і середній показник на установку в цілому.

**Примітка.** Графа 2 (заводські, проектні чи нормативні дані) заповнюється за взаємною згодою між електростанцією і ремонтним підприємством.

Представник електростанції \_\_\_\_\_  
дата, підпис, ініціали, прізвище

Керівник ремонту \_\_\_\_\_  
дата, підпис, ініціали, прізвище

**Додаток 16**  
(рекомендований)

**Форма акта дефектів**

Енергокомпанія \_\_\_\_\_  
Електростанція \_\_\_\_\_

**АКТ**

дефектів \_\_\_\_\_ станц. № \_\_\_\_\_ дата \_\_\_\_\_  
(назва обладнання)

Комісія в складі:

голови \_\_\_\_\_  
(посада, підприємство, ініціали, прізвище)

і членів комісії \_\_\_\_\_  
(посада, підприємство, ініціали, прізвище)

склала даний акт в тому, що:

1. \_\_\_\_\_, ст. № \_\_\_\_\_, тип \_\_\_\_\_,  
(назва обладнання)

завод-виробник \_\_\_\_\_, заводський № \_\_\_\_\_,  
випуск \_\_\_\_\_, в експлуатації з \_\_\_\_\_,  
знаходиться в \_\_\_\_\_ ремонті з " \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_\_ р.  
(вид ремонту)

плановий термін закінчення ремонту " \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_\_ р.  
2. \_\_\_\_\_, пропрацював з початку експлуатації до  
(назва обладнання)

початку даного ремонту \_\_\_\_\_ год. і з часу закінчення  
попереднього \_\_\_\_\_ ремонту до початку  
даного ремонту \_\_\_\_\_ год.

3. У процесі перевірки вузлів і деталей виявлені наступні дефекти, без усунення яких введення агрегату в експлуатацію неможливе: \_\_\_\_\_

4. Для усунення зазначених дефектів вимагається проведення наступних (непередбачених планом) робіт: \_\_\_\_\_

5. Виконання робіт, перерахованих в п.4, з врахуванням технологічних можливостей їх виконання і при наявності наступних ресурсів: \_\_\_\_\_

вимагатиме у відповідності із скоректованим сітковим графіком продовження тривалості ремонту на \_\_\_\_\_ календарних днів і терміну \_\_\_\_\_ ремонту  
(вид ремонту)  
ст.№ \_\_\_\_\_, з " \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_\_ р. до " \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_\_ р.

**Примітка.** При оформленні акта в нього вносяться тільки ті дефекти, усунення яких вимагає продовження терміну ремонту.

Голова комісії \_\_\_\_\_  
підпис, ініціали, прізвище

Члени комісії \_\_\_\_\_  
підпис, ініціали, прізвище

**Додаток 17**

(обов'язковий)

**Форма протоколу  
гідравлічних випробувань**

Енергокомпанія \_\_\_\_\_  
Електростанція \_\_\_\_\_

**Протокол  
гідравлічних випробувань**

\_\_\_\_\_ (найменування обладнання, станц. №)

Ми, що нижче підписались, склали даний протокол про те, що  
" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ р. виконане гідравлічне випробування \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Випробування виконане при наступних умовах \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Результати випробування \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Представник  
електростанції \_\_\_\_\_  
підпис, дата, ініціали та прізвище

Керівник ремонту \_\_\_\_\_  
підпис, дата, ініціали та прізвище

Додаток 18

(обов'язковий)

**Форма протоколу  
на закриття циліндра**

Енергокомпанія \_\_\_\_\_  
Електростанція \_\_\_\_\_  
Установка (енергоблок) \_\_\_\_\_

**Протокол  
на закриття циліндра**

\_\_\_\_\_ (парової турбіни, станц №)

Ми, що нижче підписались, склали даний протокол про те, що  
" " \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ р. виконане закриття циліндра \_\_\_\_\_ тиску.

Перед закриттям циліндра перевірені:

- 1 Наявність і правильність оформлення карт вимірювань (формулярів).
- 2 Чистота внутрішніх порожнин циліндра з метою підтвердження відсутності в них сторонніх предметів (інструменту, стружки, сміття), в тому числі пробок, кришок, встановлених на період ремонту всередині труби.
- 3 Правильність складання кінцевих і діафрагмових ущільнень.
- 4 Правильність встановлення і надійність кріплення діафрагм, обойм та інших деталей, встановлених у циліндрі.

Після закриття циліндра і встановлення контрольних шпильок ротор повернутий на \_\_\_\_\_ оберту; зачіпання ротора не виявлено.

Усі роботи, пов'язані із закриттям циліндра, виконані у відповідності з нормативно-технічною, технологічною і ремонтною документацією.

Представник електростанції \_\_\_\_\_  
підпис, дата, ініціали та прізвище

Керівник ремонту \_\_\_\_\_  
підпис, дата, ініціали та прізвище

**Додаток 19**  
(обов'язковий)

**Форма протоколу**  
**перевірки на внутрішню чистоту поверхонь нагрівання**

Енергокомпанія \_\_\_\_\_  
Підприємство \_\_\_\_\_  
Установка (енергоблок) \_\_\_\_\_

**Протокол**  
**перевірки на внутрішню чистоту поверхонь**  
**нагрівання** \_\_\_\_\_

найменування і станційний № установки

Ми, що нижче підписалися, склали даний протокол про те, що  
\_\_\_\_\_ виконано прокочування кулею поверхонь нагрівання після капремонту.  
(дата)

Вузол, номер труби	Ремонтний формуляр	Діаметр труби, мм	Діаметр кулі, мм	Метод прокочування	Відповідальний за прокатку і приймання

В результаті прокочування були забраковані труби \_\_\_\_\_  
По решті труб зауважень немає.

Керівник ремонту  
котлоагрегату \_\_\_\_\_

підпис, прізвище, ініціали

Начальник КТЦ \_\_\_\_\_

підпис, прізвище, ініціали

**Додаток 19**  
(обов'язковий)

**Форма протоколу  
перевірки на внутрішню чистоту поверхонь нагрівання**

Енергокомпанія \_\_\_\_\_  
Підприємство \_\_\_\_\_  
Установка (енергоблок) \_\_\_\_\_

**Протокол  
перевірки на внутрішню чистоту поверхонь  
нагрівання** \_\_\_\_\_

найменування і станційний № установки

Ми, що нижче підписалися, склали даний протокол про те, що  
\_\_\_\_\_ виконано прокочування кулею поверхонь нагрівання після капремонту.  
(дата)

Вузол, номер труби	Ремонтний формуляр	Діаметр труби, мм	Діаметр кулі, мм	Метод прокочування	Відповідальний за прокатку і приймання

В результаті прокочування були забраковані труби \_\_\_\_\_  
По решті труб зауважень немає.

Керівник ремонту  
котлоагрегату \_\_\_\_\_

підпис, прізвище, ініціали

Начальник КТЦ \_\_\_\_\_

підпис, прізвище, ініціали



**Додаток 20**  
(обов'язковий)

**Форма акта**  
**приймання-здавання з ремонту установки**

Енергокомпанія \_\_\_\_\_  
Електростанція \_\_\_\_\_

**АКТ**

**приймання-здавання з \_\_\_\_\_ ремонту**  
(вид ремонту)

\_\_\_\_\_  
(найменування установки)

**станц. № \_\_\_\_\_ дата \_\_\_\_\_**

Комісія в складі:

голови \_\_\_\_\_  
(посада, підприємство, ініціали та прізвище)

і членів комісії \_\_\_\_\_  
(посада, підприємство, ініціали та прізвище)

склала даний акт про наступне:

1. \_\_\_\_\_ станц. № \_\_\_\_\_  
(найменування установки)

знаходилась в \_\_\_\_\_ ремонті з \_\_\_\_\_  
(вид ремонту) (дата початку ремонту)

до \_\_\_\_\_ при планових термінах з \_\_\_\_\_ до \_\_\_\_\_  
(дата закінчення ремонту)

Ремонт виконаний за \_\_\_\_\_ календарних годин при плані \_\_\_\_\_ календарних годин.

2. Причини збільшення тривалості ремонту понад нормативну \_\_\_\_\_

3. Комісією перевірені наступні подані документи: \_\_\_\_\_

4. На основі розглянутих документів і результатів приймально-здавальних випробувань, проведених у відповідності з \_\_\_\_\_

(назва програми приймально-здавальних випробувань)  
для відремонтованого обладнання, що входить в склад \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_, комісією встановлені наступні оцінки якості:  
(найменування установки)

Найменування обладнання (складових частин)	Станц. №	Тип	Оцінка якості відремontованого обладнання		Причини зміни оцінки якості відремontованого обладнання (складових частин)	Підприємство-виконавець ремонту
			попередня	остаточна		

5. На основі результатів підконтрольної експлуатації і оцінок якості відремontованого обладнання, відремontованої \_\_\_\_\_

(найменування установки)

встановлюється оцінка якості:

Остаточна \_\_\_\_\_.

6. На основі перевірки виконання встановлених правилами з організації ремонту вимог і оцінок якості відремontованого обладнання, що входить до складу

(найменування установки)

підприємствам (організаціям)-виконавцям ремонту за якість виконаних ремонтних робіт комісією встановлюється оцінка:

Найменування підприємства-виконавця ремонту	Оцінка якості виконаних ремонтних робіт		Причини зміни оцінки якості виконаних ремонтних робіт
	попередня	остаточна	

7. Під час підконтрольної експлуатації вимагаються зупинки такого обладнання:

Найменування обладнання	Станц. №	Тривалість зупинки	Перелік виконуваних робіт
-------------------------	----------	--------------------	---------------------------

Голова комісії \_\_\_\_\_  
підпис, ініціали та прізвище

Члени комісії \_\_\_\_\_  
підпис, ініціали та прізвище

**Додаток 21**  
(рекомендований)

**Форма акта  
приймання-здавання з ремонту обладнання**

Енергокомпанія \_\_\_\_\_  
Електростанція \_\_\_\_\_

**ЗАТВЕРДЖУЮ**  
Головний інженер  
електростанції

\_\_\_\_\_

підпис, дата, ініціали та прізвище

**АКТ**  
**приймання-здавання з \_\_\_\_\_ ремонту обладнання\***  
(вид ремонту)  
\_\_\_\_\_ (найменування установки)  
**станц. № \_\_\_\_\_ дата \_\_\_\_\_**

Комісія в складі:

голови \_\_\_\_\_  
(посада, підприємство, ініціали та прізвище)

і членів комісії \_\_\_\_\_  
(посада, підприємство, ініціали та прізвище)

склала даний акт про те, що:

**1.** з \_\_\_\_\_ год. \_\_\_\_\_ хв. " \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_\_ р.  
до \_\_\_\_\_ год. \_\_\_\_\_ хв. " \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_\_ р.

при терміні за планом:

з \_\_\_\_\_ год. \_\_\_\_\_ хв. " \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_\_ р.  
до \_\_\_\_\_ год. \_\_\_\_\_ хв. " \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_\_ р.

згідно з договором (кошторисом) № \_\_\_\_\_ від " \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_\_ р.  
підприємством \_\_\_\_\_ виконаний

\_\_\_\_\_ (найменування підприємства)  
\_\_\_\_\_ ремонт обладнання \_\_\_\_\_  
(вид ремонту) (найменування установки)

**2.** Причини збільшення тривалості ремонту понад затверджену \_\_\_\_\_

**3.** Комісією перевірені наступні організаційно-технічні документи: \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ (найменування документів)

**4.** На основі поданих документів і результатів приймально-здавальних випробувань здійснене приймання обладнання з \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ ремонту і встановлені наступні оцінки якості відремонтованого  
(вид ремонту)

обладнання і якості виконаних ремонтних робіт:

Найменування обладнання (складових частин)	Станц.№	Тип	Оцінка якості відремонтованого обладнання		Оцінка якості виконаних ремонтних робіт	
			попередня	остаточна	попередня	Остаточна

5. Причини зміни попередньої оцінки якості відремонтованого обладнання \_\_\_\_\_

6. Причини зміни попередньої оцінки якості виконаних ремонтних робіт \_\_\_\_\_

7. Обладнання ввімкнене під навантаження "\_\_\_" \_\_\_\_\_ 20 р. в \_\_\_\_\_ год. хв.

На основі вищезазначеного відремонтоване обладнання з \_\_\_\_\_ год. \_\_\_\_\_ хв. "\_\_\_" \_\_\_\_\_ 20 р. вважається прийнятим Замовником із ремонту.

8. Гарантійний термін експлуатації\*\* відремонтованого обладнання (складових частин) \_\_\_\_\_

(календарна тривалість в місяцях)

з моменту ввімкнення обладнання під навантаження, але не більше \_\_\_\_\_

з моменту закінчення ремонту.

(календарна тривалість в місяцях)

9. За якість виконання ремонтних робіт підприємству \_\_\_\_\_

встановлюється оцінка:

(назва підприємства)

попередньо \_\_\_\_\_

остаточна \_\_\_\_\_

10. Під час підконтрольної експлуатації вимагає(ють)ся зупинка \_\_\_\_\_

станц. № \_\_\_\_\_

(назва обладнання)

Тривалість зупинки	Перелік робіт, які проводяться
--------------------	--------------------------------

11. На цьому зобов'язання підприємства згідно із зазначеним договором (кошторисом) вважаються виконаними.

12. Замовнику передана наступна технічна документація: \_\_\_\_\_

(найменування документації)

Голова комісії \_\_\_\_\_

підпис, ініціали та прізвище

Члени комісії \_\_\_\_\_

підпис, ініціали та прізвище

\*) При ремонті загальностанційного обладнання замість найменування установки писати найменування системи, до якої вона належить.

\*\*) Якщо гарантійний термін експлуатації обладнання, включеного в даний акт, має різні значення, то слід вказувати його окремо для кожного виду відремонтованого обладнання.

Допускається застосування іншої форми акта з обов'язковим вмістом даних, зазначених в цьому додатку, п.п.7.9.17 і 7.9.18.

## Додаток 22

(довідковий)

## Перелік

документів за складом і нормами періодичності  
технічного обслуговування і ремонту засобів ТАВ

- 1 Нормы по составу и периодичности технического обслуживания средств измерений и автоматики на тепловых электростанциях. М., СЦНТИ ОРГРЭС, 1974, РД34.35.611.
- 2 Нормы периодичности капитального ремонта средств измерений, автоматизации и систем технологических защит на тепловых электростанциях. М., СПО ОРГРЭС, 1976, РД34.35.610.
- 3 Нормы технического обслуживания технологических защит теплоэнергетического оборудования на тепловых электростанциях. М., СПО ОРГРЭС, 1977, РД34.35.615 .
- 4 Нормы периодичности планового технического обслуживания и капитального ремонта средств дистанционного управления. М., СПО Союзтехэнерго, 1977, РД34.35.605.
- 5 Методические указания по техническому обслуживанию информационно-вычислительных машин ИВ-500 на электростанциях. М., СПО Союзтехэнерго, 1979, РД34.36.601.
- 6 Нормативный материал по эксплуатации технологических защит тепло-энергетического оборудования тепловых электростанций на базе аппаратуры УКТЗ. М., СПО Союзтехэнерго, 1994, РД34.35.622-93.
- 7 Нормативный материал по эксплуатации и ремонту приборов серии КС2, КП. М., СПО Союзтехэнерго, 1981 РД34.35.507.
- 9 Нормативный материал по эксплуатации и ремонту автоматических приборов химического контроля АК-310 и рН-201. НР34-70-009-82. М., СПО Союзтехэнерго, 1982, РД34.35.505.
- 10 Нормы на сроки и состав технического обслуживания, нормы запасных частей для аппаратуры контроля вибрации ВВК-331, М.; СПО Союзтехэнерго, 1985, РД 34.35.603.
- 11 Нормы на сроки и состав технического обслуживания, нормы запасных частей для аппаратуры авторегулирования "Контур", "Каскад-2", АКСЭР-2, М.; СПО Союзтехэнерго, 1985, РД 34.34.35.603.
- 12 Нормативы на состав и периодичность технического обслуживания, нормы запасных частей для газоанализаторов на кислород: МН5106: СПО ОРГРЕС, 1987, РД 34.35.607.
- 13 Нормы технического обслуживания технологических защит, выполняемых на аппаратуре УКТС, М.; СПО Союзтехэнерго, 1990.
- 14 Нормативы на сроки и состав технического обслуживания, нормы запасных частей для сигнализаторов погасания факела "Факел-2", М.; СПО Союзтехэнерго, 1990, РД 34.35.624-90.

## Додаток 23

(рекомендований)

**Ремонтний цикл, види, тривалість ремонту енергоблоків 150-800 МВт**

1 Ремонтний цикл, види і тривалість ремонту енергоблоків 150-800 МВт наведені в таблицях 1-7.

2 Тривалість кожного виду ремонту – К, С — розраховується в календарних днях, за винятком неділі і святкових днів. Тривалість кожного виду ремонту — П1,Т2 — розраховується в календарних добах, за винятком святкових днів. Поточний ремонт П2 (для усунення дрібних дефектів) тривалістю 8 діб — для блоків 150-800 МВт і 10 — для блоків 800 МВт електростанції планують оперативно і проводять в залежності від технічного стану обладнання і балансу потужності, що склалися на даний період. Допускається поділ ремонтного часу П2 на частини або поєднання його з плановим ремонтом.

3 Номенклатура і обов'язковий обсяг робіт, які виконуються при капітальному ремонті обладнання електростанцій, наведені в додатку 2.

4 Номенклатура і обсяг робіт, які виконуються при всіх видах ремонту та технічному обслуговуванні, наведені в техніко-економічних нормативах планово-запобіжного ремонту енергоблоків.

5 У випадку зміни характеристик і видів палива у порівнянні з проектним, яке враховане при розробці нормативів ремонту, їх коректування здійснюється Мінпаливенерго України за поданням енергокомпанією у встановленому порядку.

6 В таблицях наведені наступні скорочення:

- К1 — капітальний ремонт 1 категорії\*;
- К2 — капітальний ремонт 2 категорії\*;
- К3 — капітальний ремонт 3 категорії;
- С — середній ремонт;
- П1 — поточний ремонт 1 категорії;
- П2 — поточний ремонт 2 категорії\*\*.

---

\* — допускається впродовж ремонтного циклу повторне проведення капітального ремонту тієї ж категорії замість ремонту вищої (складнішої) категорії. Наприклад: К1 замість К2 або К2 замість К3;

\*\* — Т2 — короткочасні планові зупинки енергоблоків з метою усунення окремих дрібних несправностей. Кількість, терміни і тривалість зупинок для П2 планується електростанцією в межах нормативу на П2.

Таблиця 1 - Енергоблоки потужністю 150-160 МВт з турбіною К-150(160)-130 ПОАТ "ХТЗ" і котлами ТП-90, ТП-92

Найменування обладнання	Рік ремонтного циклу														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Турбіна	Вид ремонту														
	П1	П1	П1	П1	К	П1	П1	П1	П1	К	П1	П1	П1	П1	К
	Тривалість ремонту, дні														
	13	13	13	13	42	13	13	13	13	42	13	13	13	13	42
Котел	Вид ремонту														
	П2П1	П2П1	П2С	П2П1	П2К1	П2П1	П2П1	П2С	П2П1	П2К2	П2П1	П2П1	П2С	П2П1	П2К3
	Тривалість ремонту, дні														
	8+13	8+13	8+24	8+13	8+42	8+13	8+13	8+24	8+13	8+46	8+13	8+13	8+24	8+13	8+54
Енергоблок	Вид ремонту														
	П2П1	П2П1	П2С	П2П1	П2К1	П2П1	П2П1	П2С	П2П1	П2К2	П2П1	П2П1	П2С	П2П1	П2К3
	Тривалість ремонту, дні														
	8+13	8+13	8+24	8+13	8+42	8+13	8+13	8+24	8+13	8+46	8+13	8+13	8+24	8+13	8+54

Таблиця 2 - Енергоблоки потужністю 200 МВт з турбінами К-200-130 ПО "ЛМЗ" і котлами ТП-100, ТП-100А, ТП-100С

Найменування обладнання	Рік ремонтного циклу														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Турбіна	Вид ремонту														
	П	П	С	П	К	П	П	С	П	К	П	П	С	П	К
	Тривалість ремонту, дні														
	13	13	25	13	44	13	13	25	13	44	13	13	25	13	44
Котел	Вид ремонту														
	П2П1	П2П1	П2П1	П2П1	П2К1	П2П1	П2П1	П2С	П2П1	П2К2	П2П1	П2П1	П2С	П2П1	П2К3
	Тривалість ремонту, дні														
	8+13	8+13	8+25	8+13	8+44	8+13	8+13	8+25	8+13	8+48	8+13	8+13	8+25	8+13	8+57
Енергоблок	Вид ремонту														
	П2П1	П2П1	П2С	П2П1	П2К1	П2П1	П2С	П2П1	П2П1	П2К2	П2П1	П2П1	П2С	П2П1	П2К3
	Тривалість ремонту, дні														
	8+13	8+13	8+25	8+13	8+44	8+13	8+13	8+25	8+13	8+48	8+13	8+13	8+25	8+13	8+57



Таблиця 3 - Енергоблоки потужністю 200 МВт з турбіною К-210-130-3 ПО "ЛМЗ" і котлом ТП-109

Найменування обладнання	Рік ремонтного циклу																	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Турбіна	Вид ремонту																	
	П	П	С	П	П	К	П	П	С	П	П	К	П	П	С	П	П	К
	Тривалість ремонту, дні																	
	13	13	25	13	13	48	13	13	25	13	13	48	13	13	25	13	13	48
Котел	Вид ремонту																	
	П2П 1	П2П 1	П2С	П2П 1	П2П 1	П2К	П2П 1	П2П 1	П2С	П2П 1	П2П 1	П2К 2	П2П 1	П2П 1	П2С	П2П 1	П2П 1	П2К3
	Тривалість ремонту, дні																	
	8+13	8+13	8+25	8+13	8+13	8+48	8+13	8+13	8+25	8+13	8+13	8+52	8+13	8+13	8+13	8+13	8+13	8+60
Енергоблок	Вид ремонту																	
	П2П 1	П2П 1	П2С	П2П 1	П2П 1	П2К	П2П 1	П2П 1	П2С	П2П 1	П2П 1	П2К 2	П2П 1	П2П 1	П2С	П2П 1	П2П 1	П2К3
	Тривалість ремонту, дні																	
	8+13	8+13	8+13	8+13	8+13	8+48	8+13	8+13	8+25	8+13	8+13	8+52	8+13	8+13	8+13	8+13	8+13	8+60

ГКД 34.20.661—2003

Таблиця 4 - Теплофікаційні енергоблоки потужністю 250МВт з турбіною Т-250/300-240 і котлами ТГМП-314А,ТГМП-344А

Найменування обладнання	Рік ремонтного циклу											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Турбіна	Вид ремонту											
	П	С	П	К	П	С	П	К	П	С	П	К
	Тривалість ремонту, дні											
	18	28	18	62	18	28	18	62	18	28	18	62
Котел	Вид ремонту											
	П2П1	П2С	П2П1	П2К1	П2П1	П2С	П2П1	П2К2	П2П1	П2С	П2П1	П2К3
	Тривалість ремонту, дні											
	8+18	8+28	8+18	8+62	8+18	8+28	8+18	8+62	8+18	8+28	8+18	8+68
Енергоблок	Вид ремонту											
	П2П1	П2С	П2П1	П2К1	П2П1	П2С	П2П1	П2К2	П2П1	П2С	П2П1	П2К3
	Тривалість ремонту, дні											
	8+18	8+28	8+18	8+62	8+18	8+28	8+18	8+62	8+18	8+28	8+18	8+68
<b>Примітка.</b> Мінпаливенерго України узгодило зміни тривалості ремонту котлів ТГМП-314А Київської ТЕЦ-5 і ТГМП-344 Київської ТЕЦ-6 при наступній структурі ремонтного циклу:												
Котел ТГМП-314А Київської ТЕЦ-5	Вид ремонту											
	П2П1	П2С	П2П1	П2К1	П2П1	П2С	П2П1	П2К2	П2П1	П2С	П2П1	П2К3
	Тривалість ремонту, дні											
	8+16	8+33	8+16	8+58	8+16	8+33	8+16	8+58	8+16	8+33	8+16	8+68
Котел ТГМП-344 Київської ТЕЦ-6	Вид ремонту											
	П2П1	П2С	П2П1	П2К1	П2П1	П2С	П2П1	П2К2	П2П1	П2С	П2П1	П2К3
	Тривалість ремонту, дні											
	8+16	8+25	8+16	8+58	8+16	8+25	8+16	8+58	8+16	8+25	8+16	8+68

Таблиця 5 - Енергоблоки потужністю 300 МВт з турбіною К-300-240 ПОАТ "ХТЗ" і котлами ТПП-110, ТПП-210А

Найменування обладнання	Рік ремонтного циклу														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Турбіна	Вид ремонту														
	П	П	С	П	К	П	П	С	П	К	П	П	С	П	К
	Тривалість ремонту, дні														
	16	16	27	16	55	16	16	27	16	55	16	16	27	16	55
Котел	Вид ремонту														
	П2П1	П2П1	СП2	П2П1	К1П2	П2П1	П2П1	СП2	П2П1	К2П2	П1П2	П1П2	СП2	П2П1	П2К3
	Тривалість ремонту, дні														
	8+18	8+18	27+8	8+18	55+8	8+18	8+18	27+8	8+18	60+8	18+8	18+8	27+8	8+18	8+65
Енергоблок	Вид ремонту														
	П2П1	П2П1	СП2	П2П1	К1П2	П2П1	П2П1	СП2	П2П1	К2П2	П1П2	П1П2	СП2	П2П1	П2К3
	Тривалість ремонту, дні														
	8+18	8+18	27+8	8+18	55+8	8+18	8+18	27+8	8+18	60+8	18+8	18+8	27+8	8+18	8+65
<b>Примітка.</b> Мінпаливенерго України узгодило зміни періодичності і тривалості ремонту котла ТПП-210А Трипільської ДРЕС при наступній структурі ремонтного циклу:															
	Рік ремонтного циклу														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12			
	Вид ремонту														
	П2П1	П2П1	П2С	П2П1	П2П1	П2К1	П2П1	П2П1	П2С	П2П1	П2П1	П2К2			
Тривалість ремонту, дні															
	9+18	9+18	9+37	9+18	9+18	9+67	9+18	9+18	9+37	9+18	9+18	9+77			

Таблиця 6 - Енергоблоки потужністю 300 МВт з турбіною К-300-240-2 ПОАТ“ХТЗ” і котлами ТПП-312, ТПП-312А, ТГМП-314, П-50

Найменування обладнання	Рік ремонтного циклу															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Турбіна	Вид ремонту															
	П	П	С	П	К	П	П	С	П	К	П	П	С	П	К	
	Тривалість ремонту, дні															
	16	16	27	16	58	16	16	27	16	58	16	16	27	16	58	
Котел	Вид ремонту															
	П2П1	П2П1	П2С	П2П1	П2К1	П2П1	П2П1	П2С	П2П1	П2К2	П2П1	П2П1	П2С	П2П1	П2К3	
	Тривалість ремонту, дні															
	8+16	8+16	8+27	8+16	8+58	8+16	8+16	8+27	8+16	8+60	8+16	8+16	8+27	8+16	8+63	
Енергоблок	Вид ремонту															
	П2П1	П2П1	П2С	П2П1	П2К1	П2П1	П2П1	П2С	П2П1	П2К2	П2П1	П2П1	П2С	П2П1	П2К3	
	Тривалість ремонту, дні															
	8+16	8+16	8+27	8+16	8+58	8+16	8+16	8+27	8+16	8+60	8+16	8+16	8+27	8+16	8+63	
<b>Примітка.</b> Мінпаливенерго України узгодило зміни періодичності і тривалості ремонтів котлів ТПП-312 Ладизинської ДРЕС і ТГМП-314 Трипільської ДРЕС при наступній структурі ремонтного циклу:																
Котел ТПП-312 Ладизинської ДРЕС	Рік ремонтного циклу															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12				
	Вид ремонту															
	П	С	П	С	П	К1	П	С	П	С	П	С	П	К2		
Тривалість ремонту, дні																
	20	40	20	40	20	75	20	40	20	40	20	40	20	90		
Котел ТГМП-314 Трипільської ДРЕС	Вид ремонту															
	П2П1	П2П1	П2С	П2П1	П2П1	П2К1	П2П1	П2П1	П2С	П2П1	П2П1	П2С	П2П1	П2К2		
	Тривалість ремонту, дні															
	8+16	8+16	8+33	8+16	8+16	8+62	8+16	8+16	8+33	8+16	8+16	8+33	8+16	8+16	8+68	

Таблиця 7 - Енергоблоки потужністю 800 МВт з турбіною К-800-240-2(3) з котлами ТПП-200-1, ТГМП-204, ТГМП-204А

Найменування обладнання	Рік ремонтного циклу											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Турбіна	Вид ремонту											
	П	С	П	К	П	С	П	К	П	С	П	К
	Тривалість ремонту, дні											
	20	37	20	72	20	37	20	72	20	37	20	72
Котел	Вид ремонту											
	П2П1	П2С	П2П1	П2К1	П2П1	П2С	П2П1	П2К2	П2П1	П2С	П2П1	П2К3
	Тривалість ремонту, дні											
	10+20	10+37	10+20	10+65	10+20	10+37	10+20	10+75	10+20	10+37	10+20	10+80
Енергоблок	Вид ремонту											
	П2П1	П2С	П2П1	П2К1	П2П1	П2С	П2П1	П2К2	П2П1	П2С	П2П1	П2К3
	Тривалість ремонту, дні											
	10+20	10+37	10+20	10+65	10+20	10+37	10+20	10+75	10+20	10+37	10+20	10+80

## Додаток 24

(рекомендований)

**Ремонтний цикл, види і тривалість ремонту  
обладнання теплових електростанцій  
з поперечними зв'язками пари і живильної води,  
обладнання гідроелектростанцій**

**1** Ремонтний цикл, види і тривалість ремонту парових котлів, парових і гідравлічних турбін, трансформаторів і синхронних компенсаторів наведені в таблицях 1—5.

**2** Тривалість кожного виду ремонту — К, С — розраховується в календарних днях, за винятком неділі і святкових днів. Тривалість кожного виду ремонту — П1, П2 — розраховується в календарних добах, за винятком святкових днів. Поточний ремонт — П2 (для усунення дрібних дефектів) тривалістю 8 діб — для котлоагрегатів і 5 — для турбоагрегатів електростанцій планують оперативно і проводять в залежності від технічного стану обладнання і балансу потужності, що склався на даний період. Допускається поділ ремонтного часу П2 на частини або поєднання його з плановим ремонтом.

**3** Номенклатура і обов'язковий регламентований обсяг робіт, які виконуються при капітальному ремонті обладнання електростанцій, наведені в додатку 2.

**4** Тривалість ремонту парових котлів з поперечними зв'язками наведена при спалюванні пилувугільного палива із вмістом золи до 35% при середній активності. При інших видах палива або більших вмісті і абразивності золи та тривалості ремонту, вказаній в таблиці 1, приймаються коефіцієнти: для газу - 0,8; для суміші мазуту і газу — 0,85; для мазуту — 0,9; для пилувугільного палива із зольністю понад 35% і (або) високої абразивності — 1,2; для сланців — 1,4.

**5** Капітальний, середній і поточний ремонти турбогенераторів проводяться в ті ж терміни, що й парових турбін, а гідрогенераторів — в терміни ремонту гідравлічних турбін.

**6** Тривалість капітального ремонту і його періодичність для агрегатів іноземних фірм визначаються за аналогічними агрегатами у відповідності з таблицями 1—5.

**Примітка.** У встановлені норми тривалості ремонту котлів з поперечними зв'язками передбачається проведення хімічного промивання і консервації від корозії з тривалістю кожної роботи не більше 2 діб, а при проведенні на одному котлі обох робіт — не більше 3 діб. При більш тривалих термінах проведення хімічного промивання і консервації згідно із затвердженими графіками тривалості ремонту котлів відповідно збільшуються.

Таблиця 1 - Норми тривалості ремонту і періодичності капітальних ремонтів парових котлів

Тиск пари, МПа (кгс/кв.см)	Продуктивність пари, т/год	Рік ремонтного циклу				
		1	2	3	4	5
		Вид ремонту				
		П1П2	П1П2	П2С	П1П2	П2К
Тривалість ремонту, дні						
До 6,5 (65) вкл.	До 35 вкл.	8+9	8+9	8+6	8+9	8+16
До 6,5 (65) вкл.	Понад 35 до 100 вкл.	8+11	8+11	8+7	8+11	8+18
До 6,5 (65) вкл.	Понад 100 до 150 вкл.	8+12	8+12	8+8	8+12	8+20
До 6,5 (65) вкл.	Понад 150 до 220 вкл.	8+14	8+14	8+9	8+14	8+23
Понад 6,5 (65) до 12,5 (125) вкл.	Понад 70 до 120 вкл.	8+14	8+14	8+9	8+14	8+23
Понад 6,5 (65) до 12,5 (125) вкл.	150-170	8+16	8+16	8+10	8+16	8+25
Понад 6,5 (65) до 12,5 (125) вкл.	200-300	8+20	8+20	8+13	8+20	8+33
14 (140)	320	8+24	8+24	8+17	8+24	8+38
10-11 (100-110)	420-430	8+24	8+24	8+18	8+24	8+40
14 (140); 15 (150)	400-420	8+27	8+27	8+20	8+27	8+44
14 (140)	480-500	8+30	8+30	8+24	8+30	8+46
<p><b>Примітка.</b> Мінпалівенерго України узгодило зміну періодичності і тривалості ремонту котла БКЗ-160-100 ФБ I черги Сімферопольської ТЕЦ при наступній структурі ремонтного циклу:</p>						
		Рік ремонтного циклу				
		1	2	3		
		Вид і тривалість ремонту, дні				
		ПС	ПС	ПК		
		20+40	20+40	20+90		

Таблиця 2 - Норми тривалості і періодичності капітальних ремонтів парових турбін

Тип турбіни	Тиск, МПа (кгс/кв.см)	Потуж- ність, МВт	Рік ремонтного циклу				
			1	2	3	4	5
			Вид ремонту				
			П2П1	П2П1	П2П1	П2П1	П2К
			Тривалість ремонту, дні				
Турбіни конденсаційні і теплофікаційні одноциліндрові	до 6,5 (65)	до 12	5+4	5+4	5+4	5+4	5+12
Турбіни конденсаційні і теплофікаційні двоциліндрові	до 6,5 (65)	до 12	5+4	5+4	5+4	5+4	5+13
Турбіни конденсаційні і теплофікаційні одноциліндрові	до 6,5 (65)	15-25	5+5	5+5	5+5	5+5	5+16
Турбіни конденсаційні і теплофікаційні двоциліндрові	до 6,5 (65)	13-24	5+6	5+6	5+6	5+6	5+18
Турбіни конденсаційні і теплофікаційні одноциліндрові	до 6,5 (65)	26-50	5+6	5+6	5+6	5+6	5+21
Турбіни конденсаційні і теплофікаційні двоциліндрові	до 6,5 (65)	26-50	5+7	5+7	5+7	5+7	5+23
Турбіни конденсаційні і теплофікаційні двоциліндрові	до 6,5 (65)	51-100	5+7	5+7	5+7	5+7	5+25
Турбіни з протитиском	до 6,5 (65)	до 12	5+4	5+4	5+4	5+4	5+12
ПТ-25-90/10	9 (90)	25	5+8	5+8	5+8	5+8	5+25
ПТ-12-90/10	9 (90)	12	5+6	5+6	5+6	5+6	5+18
Р-12-90/13	9 (90)	12	5+6	5+6	5+6	5+6	5+18
Р-12-90/18	9 (90)	12	5+6	5+6	5+6	5+6	5+18
Р-12-90/31	9 (90)	12	5+6	5+6	5+6	5+6	5+18
Р-25-90/31	9 (90)	25	5+7	5+7	5+7	5+7	5+22



Закінчення таблиці 2

Тип турбіни	Тиск, МПа (кгс/кв.см)	Потуж- ність, МВт	Рік ремонтного циклу				
			1	2	3	4	5
			Вид ремонту				
			П2П1	П2П1	П2П1	П2П1	П2К
			Тривалість ремонту, дні				
Р-25-90/18	9 (90)	25	5+7	5+7	5+7	5+7	5+22
Р-25-90/10/09	9 (90)	25	5+7	5+7	5+7	5+7	5+27
К-50-90	9 (90)	50	5+7	5+7	5+7	5+7	5+26
ПТ-60/75-90/13	9 (90)	60	5+9	5+9	5+9	5+9	5+31
Р-50-130/13	13 (130)	50	5+7	5+7	5+7	5+7	5+25
ПТ-60/75-130/13	13 (130)	60	5+9	5+9	5+9	5+9	5+36
К-100-90	9 (90)	100	5+9	5+9	5+12	5+9	5+31
Т-100/120-130/15	13 (130)	100	5+8	5+8	5+16	5+8	5+40
<b>Примітка.</b> Мінпаливенерго України узгодило зміну періодичності і тривалості ремонту турбіни Т-34-90 I черги Сімферопольської ТЕЦ при наступній структурі ремонтного циклу:							
Найменування обладнання, станційний номер агрегата	Рік ремонтного циклу						
	1	2					
	Вид ремонту						
	ПС	ПК					
	Тривалість ремонту, дні						
Турбоагрегат №1	20+60	20+110					
Турбоагрегат №2	20+40	20+110					

Таблиця 3 - Норми тривалості і періодичності ремонтів гідравлічних турбін

Тип турбіни	Рік ремонтного циклу					
	1	2	3	4	5	6
	Вид ремонту					
	П2П1	П2П1	П2П1	П2П1	П2П1	П2К
Тривалість ремонту, дні						
Ковшові і радіально-осьові з діаметром робочого колеса від 1,5 до 2,9 м	5+6	5+6	5+6	5+6	5+6	5+22
Радіально-осьові з діаметром робочого колеса від 3,0 до 5,4 м потужністю до 100 МВт включно	5+8	5+8	5+8	5+8	5+8	5+28
Те ж потужністю понад 100 МВт	5+9	5+9	5+9	5+9	5+9	5+30
Радіально-осьові з діаметром робочого колеса від 5,5 до 6,5 м потужністю до 150 МВт включно	5+9	5+9	5+9	5+9	5+9	5+32
Те ж потужністю понад 150 МВт	5+14	5+14	5+14	5+14	5+14	5+37
Радіально-осьові з діаметром робочого колеса 6,8 м і вище	5+16	5+16	5+16	5+16	5+16	5+42
Поворотно-лопатеві з діаметром робочого колеса до 3,6 м	5+7	5+7	5+7	5+7	5+7	5+25
Поворотно-лопатеві з діаметром робочого колеса від 3,6 м до 8,0 м	5+9	5+9	5+9	5+9	5+9	5+32
Поворотно-лопатеві з діаметром робочого колеса від 8,0 м до 9,5 вкл.	5+12	5+12	5+12	5+12	5+12	5+35
Поворотно-лопатеві з діаметром робочого колеса понад 9,5 м	5+14	5+14	5+14	5+14	5+14	5+38
Капсульні гідроагрегати при діаметрі робочого колеса турбіни до 6,0 м	5+9	5+9	5+9	5+9	5+9	5+30
Те ж при діаметрі робочого колеса турбіни понад 6,0 м	5+9	5+9	5+9	5+9	5+9	5+35

**Примітка 1.** Періодичність капітальних ремонтів згідно з ОСТ 108.023/5-82 розповсюджується на всі типи гідравлічних турбін.

**Примітка 2.** Тривалість ремонту гідравлічних турбін в зимових умовах збільшуються на 10%.

**Примітка 3.** Тривалість ремонту гідравлічних турбін потужністю до 10 МВт не нормується.

Таблиця 4 - Норми тривалості ремонту трансформаторів

Клас напруги, кВ	Потужність трансформатора, кВА	Тривалість ремонту, дні	
		при капітальному ремонті	при поточному ремонті
до 35	до 4000	6	2
до 35	4001-10000	8	2
до 35	10001-16000	9	2
до 35	16001-25000	14	2
до 35	25001-40000	18	3
до 35	40001-80000	22	3
110-150	до 16000	14	2
110-150	16001-25000	18	2
110-150	25001-40000	22	3
110-150	40001-80000	26	3
110-150	80001-160000	30	4
110-150	160001-250000	34	4
110-150	250001-400000	38	5
220	до 25000	22	3
220	25001-40000	26	3
220	40001-80000	30	3
220	80001-160000	34	4
220	160001-250000	38	7
220	250001-400000	42	8
220	400001-630000	46	8
330	до 80000	34	5
330	80001-160000	38	6
330	160001-250000	42	8
330	250001-400000	46	9
330	400001-630000	50	9
330	понад 630000	54	11
500-750	до 80000	38	8
500-750	800001-160000	42	9
500-750	160001-250000	46	10
500-750	250001-400000	50	11
500-750	400001-630000	54	12

**Примітка 1.** Тривалість ремонту наведена для силових трансформаторів і авто-трансформаторів загального призначення з РПН та шунтуючих реакторів, виходячи з однопозмінної роботи.

**Примітка 2.** Тривалість ремонту трансформаторів не враховує час, необхідний для сушіння активної частини.

**Примітка 3.** Періодичність ремонтів трансформаторів повинна проводитись у відповідності з 5.3 ПТЕ, вид. 14 і місцевими інструкціями.

Таблиця 5 - Норми тривалості ремонту синхронних компенсаторів

Потужність компенсатора, МВА	Тривалість ремонту, дні		
	при капітальному ремонті		при поточному ремонті
	з виведенням ротора	без виведення ротора	
до 6 вкл.	9	4	4
понад 6 до 10 вкл.	12	6	4
15	15	8	4
30	20	9	5
37,5 (з водневим охолодженням)	25	8	6
50 (з водневим охолодженням)	30	12	6
75 (з водневим охолодженням)	35	12	7
100 (з водневим охолодженням)	40	12	7

**Примітка 1.** Капітальний ремонт синхронних компенсаторів виконується не частіше ніж 1 раз на 4-5 років.

**Примітка 2.** Виведення ротора здійснюється: для синхронних компенсаторів з проточним охолодженням - під час кожного капітального ремонту, для синхронних компенсаторів із замкнутим повітряним і водневим охолодженням - 1 раз на 6 років.

## Додаток 25

(обов'язковий)

**Порядок обґрунтування  
капітального (середнього) ремонту енергоблоків  
тривалістю і періодичністю, відмінними від нормативних**

1 При плануванні ремонту енергоблока тривалістю, вищою за встановлену нормативами, на узгодження подаються:

- супровідний лист;
- пояснювальна записка;
- документи, які підтверджують необхідність виконання наднормативних обсягів;
- перелік наднормативних обсягів ремонтних робіт;
- сіткова модель робіт критичної зони;
- розрахунок трудовитрат;
- креслення вузлів, які ремонтуються (при необхідності);
- проект організації робіт критичної зони.

1.1 У супровідному листі енергокомпанії на адресу Мінпаливенерго України вказується:

- найменування електростанції, станційний номер і потужність енергоблока, вид ремонту, запланована тривалість, попередньо узгоджена з ДП "НЕК "Укренерго";
- причини збільшення тривалості ремонту.

1.2 Пояснювальна записка повинна містити:

- коротку інформацію про стан обладнання;
- тип встановленого обладнання;
- рік введення в експлуатацію;
- число годин роботи енергоблока від останнього капітального ремонту до початку планового і з моменту введення в експлуатацію;
- дату і тривалість останнього капітального ремонту із зазначенням виконаних обсягів робіт;
- дату і тривалість середніх ремонтів в період між останнім капітальним і плановим;
- вид спалюваного палива (проектне і фактичне);
- причини необхідності виконання наднормативних обсягів робіт;
- дані про забезпечення запасними частинами і матеріалами до початку ремонту (наявність на складі, номер договору тощо).

1.3 Проведення модернізації (реконструкції) обладнання повинно підтверджуватись директивним документом (наказ, циркуляр Мінпаливенерго України, Мінпаливенергомашу тощо), виконання наднормативних обсягів робіт — актами про технічний стан обладнання.

1.4 Перелік наднормативних обсягів робіт повинен відображати фізичний обсяг (кількість, вагу замінюваних поверхонь нагрівання тощо) і трудовитрати на їх виконання. Перелік наднормативних обсягів робіт підписується керівництвом електростанції, ремонтного підприємства і затверджується керівництвом енергокомпанії.

1.5 Сіткова модель критичної зони, що визначає тривалість ремонту, узгоджується з ремонтною організацією і затверджується керівництвом електростанції.

Модель повинна бути фрагментом комплексної сіткової моделі ремонту енергоблока і розроблятися у відповідності з галузевими методичними вказівками.

Основні вимоги до моделі:

- номенклатура і обсяг робіт повинні відповідати переліку наднормативних обсягів робіт;

- послідовність виконання робіт визначається технологією проведення ремонту при дотриманні правил техніки безпеки;

- виконання робіт критичної зони планувати у тризмінному режимі згідно з плаваючим графіком і з врахуванням відпочинку персоналу у святкові та вихідні дні.

**1.6** Розрахунок трудовитрат на виконання робіт критичної зони проводиться за чинними нормами часу.

**1.7** Подаються креслення загальних видів котла і вузлів (за потребою), заміна яких визначає тривалість ремонту (креслення після узгодження повертаються подавачеві).

**2** При плануванні ремонту енергоблока з періодичністю, нижчою за норматив, на узгодження подаються:

- супровідний лист;

- документи, що підтверджують необхідність проведення ремонту;

- затверджений перспективний графік ремонту (п.7.6.3 Правил).

**2.1** В супровідному листі енергокомпанії на адресу Мінпаливенерго України вказується:

- найменування електростанції, станційний номер і потужність енергоблока, вид ремонту, запланована тривалість, попередньо узгоджена з ДП "НЕК "Укренерго";

- причини необхідності проведення ремонту періодичністю, нижчою за норматив;

- план заходів доведення періодичності до нормативної.

**2.2** Документами, що підтверджують необхідність проведення ремонту енергоблока, є аварійні акти, накази, циркуляри тощо.

## Додаток 26

(обов'язковий)

**Порядок приймання рішень  
щодо експлуатації енергоблоків  
з понаднормативною періодичністю капітальних ремонтів**

**1** Рішення про експлуатацію енергоблоків з понаднормативною періодичністю капітальних ремонтів приймається комісією в складі:

- головного інженера енергокомпанії – голови;
- головного інспектора зонального органу Енерготехнагляду;
- головного інженера електростанції;
- представника ОРГРЕС.

**Примітка.** Для прийняття рішення про участь електростанції в експерименті комісія може залучити експертів із провідних організацій галузі або міністерств-виробників обладнання.

**2** Комісія приймає висновок за результатами розгляду і аналізу матеріалів, що обґрунтовують технічну можливість і економічну доцільність переведення енергоблоків на експлуатацію з понаднормативною періодичністю капітальних ремонтів, які подаються комісії електростанцією або енергокомпанією.

Рішення комісії приймається індивідуально за кожним окремим енергоблоком електростанції.

**3** Обґрунтовуючі матеріали, розроблені електростанцією або енергокомпанією із залученням спеціалізованих організацій галузі – КБ, ОРГРЕС, НДІТЕ повинні бути подані комісії у наступному обсязі:

- пропозиції електростанції чи енергокомпанії щодо участі у переведенні енергоблоків ТЕС на експлуатацію зі збільшеним МРП;
- висновок про технічний стан обладнання енергоблоків (із залученням КБ, ОРГРЕС);
- перелік основних заходів і робіт, які необхідно виконати у першому капітальному ремонті для забезпечення надійної експлуатації енергоблоків зі збільшенням МРП;
- ремонтний цикл (розроблений сумісно з КБ) з понаднормативною періодичністю капітальних ремонтів (види ремонту, їх періодичність і тривалість);
- перелік необхідних заходів, що підлягають виконанню в процесі експлуатації і проведення планових ремонтів.

**4** Результати роботи комісії оформляються протоколом (додаток 59).

## Додаток 27

(рекомендований)

**Форма переліку робіт і потреби матеріалів  
на ремонт і модернізацію (реконструкцію) обладнання**

Підприємство \_\_\_\_\_

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Головний інженер
 \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_  
 підпис, дата, ініціали і прізвище

**Перелік робіт і потреба матеріалів  
на ремонт и модернізацію (реконструкцію) обладнання  
на 20\_\_р.**

Станційний № установки, вид ремонту	Перелік основних робіт	Найменування матеріалів	Кількість	Примітка
1	2	3	4	5

 \_\_\_\_\_  
 найменування посади

 \_\_\_\_\_  
 підпис, дата, ініціали і прізвище



**Додаток 28**

(рекомендований)

**Форма графіка капітального ремонту  
основного обладнання електростанцій**

**Графік капітального ремонту  
основного обладнання електростанцій**

Найменування обладнання, станційний № агрегату	Продуктивність, т/год., потужність, МВт, Гкал/год.	Рік останнього капітального ремонту	Термін ремонту		Тривалість ремонту, дні
			початок	кінець	
1	2	3	4	5	6

найменування посади

підпис, дата, ініціали і прізвище

**Додаток 29**

(рекомендований)

**Форма обсягу капітального ремонту  
основного обладнання електростанцій**

**Обсяг капітального ремонту  
основного обладнання електростанцій**

Найменування обладнання, станційний № агрегату	Роботи, що виконуються понад типовий обсяг
1	2

---

найменування посади, підпис, дата, ініціалн і прізвище

Додаток 30

(рекомендований)

Форма графіка середнього і поточного ремонтів енергоблоків

Графік середнього і поточного ремонтів енергоблоків

Найменування електростанцій	Станційний № енергоблока	Потужність, МВт	Вид ремонту	Планова тривалість ремонту, дні	Термін ремонту	
					початок	кінець
1	2	3	4	5	6	7

найменування посади

підпис, дата, ініціали і прізвище

**Додаток 31**

(рекомендований)

**Перелік основних  
організаційно-технічних заходів  
з підготовки ремонтів**

- 1** Визначення потреби в забезпеченні матеріалами і запчастинами.
- 2** Узгодження термінів ремонтів і обсягів постачання запчастин і матеріалів з термінами ремонту обладнання.
- 3** Забезпечення своєчасної розробки конструкторської документації на модернізацію обладнання.
- 4** Розробка проектів організації робіт.
- 5** Розробка сіткових графіків на ремонт агрегата.
- 6** Розробка проекту для виготовлення і монтажу невивантажуваних стаціонарних і знімних вантажопідійомних засобів.
- 7** Визначення потреби в спеціальному технологічному обладнанні, ремонтній оснастці, інструменті і планів її забезпечення.
- 8** Розробка проектів для виготовлення невивантажуваних інвентарних риштувань і підмостків для виконання робіт на висоті і способів їх кріплення.
- 9** Розташування робочих місць на ремонтних майданчиках і забезпечення їх джерелами енергопостачання (киснем, ацетиленом, стисненим повітрям, розведеними технологічними розчинами тощо).
- 10** Наявність, розробка і впровадження ремонтної документації і прив'язка її до умов підприємства.
- 11** Розробка типових програм випробування обладнання до і після ремонту.
- 12** Уточнення відомостей обсягів ремонтних робіт.
- 13** Організація на ремонтних майданчиках додаткового освітлення і постів енергоносіїв.

**Додаток 32**

(довідковий)

**Перелік  
Керівних документів і вказівок  
з капітального ремонту і технічних умов  
на ремонт засобів ТАВ**

- 1 Общее руководство по капитальному ремонту средств тепловой автоматики и измерений. М., СПО Союзтехэнерго, 1987, РД 34.35.606.
- 2 Показывающие манометры для точных измерений типа МТИ. Руководство по капитальному ремонту. М., СПО Союзтехэнерго, 1987, РД 34.35.621.
- 3 Индикаторы содержания солей в паре (солломеры) типов РЭС-106, РЭС-111. Руководство по капитальному ремонту. М., СПО Союзтехэнерго, 1985, РД 34.35.620.
- 4 Манометры, вакуумметры и мановакуумметры типа МЭД, взаимозаменяемые пружинные с унифицированным электрическим выходным сигналом. Руководство по капитальному ремонту. М., СПО Союзтехэнерго, 1984, РД 34.35.619.
- 5 Тягомеры ТмМП-52, тягонапоромеры ТНМП-52, напоромеры НМП-52, мембранные показывающие. Руководство по капитальному ремонту. М., СПО Союзтехэнерго, 1983, РД 34.35.164.
- 6 Вторичные приборы ДП, ДПР. Руководство по капитальному ремонту. М., СПО Союзтехэнерго, 1982 РД 34.35.608.
- 7 Нормативный материал по эксплуатации и ремонту приборов серий КС2, КП1. М., СПО Союзтехэнерго, 1981, РД 34.35.507.
- 8 Нормативный материал по эксплуатации аппаратуры автоматического регулирования ГСП "Каскад". М., СПО Союзтехэнерго, 1979, РД 34.35.511.
- 9 Нормативный материал по эксплуатации и ремонту датчиков с унифицированным выходом типа ДСЭР, ДМЭР, ДСЭТН, ДСЭ1, ДМЭ, ММЭ, МПЭ Казанского завода "Теплоконтроль". М., СПО Союзтехэнерго, 1982, РД 34.35.506.
- 10 Нормативный материал по эксплуатации и ремонту автоматических приборов химического контроля АК-310 и рН-201. М., СПО Союзтехэнерго, 1982., РД 34.35.505.
- 11 Методические указания по техническому обслуживанию приборов серии КС2. М., СПО Союзтехэнерго, 1981, РД 34.35.507.
- 12 Методические указания по техническому обслуживанию устройств логического управления II уровня (УЛУ II) производства НПО "ЭЛВА". М., СПО Союзтехэнерго, 1982.
- 13 Методические указания по расчету комплекта ЗИП устройств тепловой автоматики и измерений электростанций, М.; СПО Союзтехэнерго, 1984, РД34.35.103

**Додаток 33**

**(довідковий)**

**Перелік  
галузових норм і нормативів з ремонту  
засобів ТАВ**

- 1 Нормы времени на ремонт и техническое обслуживание устройств тепловой автоматики и измерений на тепловых электростанциях. М., СПО Союзтехэнерго, 1980, РД 34.05.571.
- 2 Нормы времени на ремонт и техническое обслуживание аппаратуры "Каскад". М., СПО Союзтехэнерго, 1981, РД 34.05.754.
- 3 Нормы времени на ремонт и техническое обслуживание приборов серии КС. М., СПО Союзтехэнерго, 1981, РД 34.05.756
- 4 Нормы времени на ремонт и техническое обслуживание датчиков с унифицированным выходом. М., СПО Союзтехэнерго, 1983, РД 34.05.757.
- 5 Нормы времени на техническое обслуживание устройств релейной защиты, автоматики, телемеханики и на техническое обслуживание и ремонт электро-измерительных приборов, установленных на электростанциях и в электрических сетях. М., СПО Союзтехэнерго, 1986, РД 34.05.761.
- 6 Нормы времени на техническое обслуживание устройств логического управления (УЛУ). М., СПО Союзтехэнерго, 1982, РД 34.05.755.
- 7 Типовая номенклатура лабораторного оборудования, специальных средств и приспособлений для подразделений цехов ТАИ. М., СПО Союзтехэнерго, 1989,
- 8 ГКД 34.05.602-2001 Норми часу на ремонт основного і допоміжного енергетичного обладнання.
- 9 Нормы расхода запасных частей на капитальный ремонт средств тепловых измерений и автоматики и измерений, эксплуатируемых на предприятиях Минэнерго СССР: - М87 СПО Союзтехэнерго, 1987 РД 34.10.203.
- 10 Нормы запаса устройств тепловой автоматики и измерений для тепловых электростанций. М., СПО Союзтехэнерго, 1980.
- 11 Нормы запасных частей для средств измерений и автоматизации на тепловых электростанциях. М., СПО Союзтехэнерго, 1979.
- 12 Нормы расхода покупных комплектующих изделий на ремонт средств тепловой автоматики и измерений, эксплуатируемых на предприятиях Минэнерго СССР, части 1 и 2. М., СПО Союзтехэнерго, 1988, РД 34.10.362.
- 13 Нормы расхода инструмента и оснастки на ремонт средств тепловой автоматики и измерений, эксплуатируемых на предприятиях Минэнерго СССР. М., СПО Союзтехэнерго, 1989, РД 34.10363.
- 14 Нормы расхода запасных частей и материалов на ремонт и техническое обслуживание средств автоматизации и КИП на гидростанциях, 8М: СПО Союзтехэнерго, 1984 РД 34.10.204..
- 15 Методические указания по расчету комплекта ЗИП устройств тепловой автоматики и измерений электростанций, М.; СПО Союзтехэнерго, 1984, РД 34.35.103.

## Додаток 34

(рекомендований)

**Форма акта  
приймання-здавання з капітального ремонту  
засобів теплової автоматики і вимірювань**

Енергокомпанія \_\_\_\_\_  
Підприємство \_\_\_\_\_

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Головний інженер  
підприємства

\_\_\_\_\_  
підпис, дата, ініціали та прізвище

**АКТ  
приймання-здавання з капітального ремонту  
засобів теплової автоматики і вимірювань**

\_\_\_\_\_  
дата

Обґрунтування: \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Комісія у складі:  
голови \_\_\_\_\_  
(посада, підприємство, ініціали та прізвище)

і членів комісії: \_\_\_\_\_  
(посада, підприємство, ініціали та прізвище)

Склала даний акт в тому, що в період з \_\_\_\_\_ год.  
\_\_\_\_\_ 20 р. по \_\_\_\_\_ год. \_\_\_\_\_ 20 р. при планових  
термінах з \_\_\_\_\_ год. \_\_\_\_\_ 20 р. до \_\_\_\_\_ год. \_\_\_\_\_ 20 р.  
згідно з договором (кошторисом) № \_\_\_\_\_ від \_\_\_\_\_ 20 р.  
підприємством \_\_\_\_\_  
(найменування підприємства)

виконано капітальний ремонт \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
(найменування засобів ТАВ, станційний №, тип, потужність,  
параметри обладнання)

Відремонтовані засоби ТАВ прийняті згідно з вимогами діючих нормативно-технічних документів на ремонт з \_\_\_\_\_ год. \_\_\_\_\_ 20 р.

Оцінка виконаних робіт \_\_\_\_\_  
Попередній капітальний ремонт виконувався з \_\_\_\_\_ 20 р. до \_\_\_\_\_ 20 р.

Гарантійні зобов'язання підприємства \_\_\_\_\_  
(найменування підприємства)

\_\_\_\_\_ за договором (кошторису) № \_\_\_\_\_  
від \_\_\_\_\_ 20\_\_ р. вважаються виконаними.

Замовнику передана наступна технічна документація:

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Акт складений у 3-х примірниках:

1-й примірник скерований \_\_\_\_\_  
(ДРЕС, ТЕЦ)

2-й примірник скерований \_\_\_\_\_  
(ремонтне підприємство)

3-й примірник - у справу.

Голова комісії \_\_\_\_\_  
підпис, ініціали та прізвище

Члени комісії \_\_\_\_\_  
підпис, ініціали та прізвище



**Додаток 35**  
(рекомендований)

**Перелік основних робіт, що виконуються  
при капітальному ремонті теплових мереж**

При проведенні капітального ремонту виконуються наступні роботи:

- відновлення пошкоджених або заміна будівельних конструкцій каналів, камер, оглядових колодязів, павільйонів і опор повітряних прокладок, колекторних та щитових проходок і гільз, що стали непридатними;
- відновлення пошкоджень, заміна непридатних або прокладання додаткових дренажів і водовипусків із камер і каналів, влаштування дренажних насосних станцій, а також супутніх дренажів для зниження рівня ґрунтових вод на діючих мережах;
- відновлення або встановлення нового захисного шару на залізобетонних конструкціях каналів, камер, опор повітряних прокладок, а також штукатурення цегляних конструкцій;
- повна або часткова заміна гідроізоляції каналів і камер;
- відновлення або заміна рухомих і нерухомих опор, а також системи кріплень трубопроводів при повітряних прокладках, на естакадах і штучних спорудах (мостах, шляхопроводах тощо);
- розкривання і очищення каналів від замулювання з відновленням гідроізоляції;
- заміна металевих майданчиків обслуговування спускних драбин у камерах і на естакадах;
- очищення і відновлення антикорозійного покриття металоконструкцій технологічного обладнання і споруд;
- ремонт і відновлення покрівельного покриття будівель та споруд, а також дорожнього покриття під'їздів і майданчиків для стоянки транспорту;
- заміна люків;
- заміна окремих ділянок трубопроводів, що стали непридатними, з модернізацією (у необхідних випадках) прокладки труб більшого діаметру, застосування компенсаторів, засувок та інших пристроїв прогресивних конструкцій, ізоляції досконаліших типів, а також, при необхідності, відхилення від існуючого напрямку траси;
- відновлення і повторне нанесення гідроізоляції на діючі трубопроводи;
- повна або часткова заміна теплової ізоляції;
- заміна або встановлення додаткових засувок або іншої запірної арматури, компенсаторів і фасонних частин або їх ремонт із заміною зношених деталей;
- заміна непридатної регульовальної і запобіжної арматури і автоматичних пристроїв, а також засобів автоматики, телемеханіки і зв'язку або ремонт із заміною основних зношених деталей;
- ремонт, відновлення або заміна елементів і пристроїв систем диспетчерського, технологічного управління тепловими мережами;
- заміна або ремонт із заміною деталей електричних, електромагнітних, гідравлічних та інших приводів засувок, авторегуляторів, насосів, вентиляторів, а також пускової апаратури до них;
- заміна або ремонт із заміною деталей силової і освітлювальної апаратури і шаф робочого освітлення в камерах, каналах, колекторах, павільйонах, на естакадах і насосних станціях;
- заміна або ремонт із заміною деталей насосів, болотників, пароводяних чи водоводяних підігрівачів, конденсатовідвідників, елеваторів, акумулюючих місткостей та іншого тепломеханічного обладнання насосних і акумуляторних станцій і теплових пунктів;

- ремонт, дообладнання і заміна теплових щитів і тепловимірювальних приладів;
- ремонт із заміною дефектних деталей і встановлення заново в діючих мережах пристрою для захисту від електрокорозії;
- усунення перекошень арматури, що утворились в результаті осідання трубопроводів при безканальному прокладанні, пов'язаних з переварюванням конструкції трубопроводів (компенсаторів, фланцевих з'єднань, відгалужень) або несучих і напрямних опор;
- очищення внутрішньої поверхні труб і тепломеханічного обладнання від накипу і продуктів корозії механічним чи хімічним шляхом або гідропневматичним промиванням.

**Додаток 36**  
(рекомендований)

**Форма зведеного опису робіт**

\_\_\_\_\_ (назва підприємства)

**Зведений опис робіт**

з капітального (поточного) ремонту \_\_\_\_\_

станом на “ \_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

№ з/п	Назва робіт	Одиниця виміру	Кількість	Ціна	Вартість	Примітки
-------	-------------	----------------	-----------	------	----------	----------

Представник Замовника \_\_\_\_\_  
підпис, дата, ініціали та прізвище

Представник Підрядника \_\_\_\_\_  
підпис, дата, ініціали та прізвище

Додаток 37

(рекомендований)

**Форма акта готовності будівлі, споруди  
до проведення ремонтних робіт**

Енергокомпанія \_\_\_\_\_

Підприємство \_\_\_\_\_

**А К Т  
готовності будівлі, споруди  
до проведення ремонтних робіт**

Об'єкт ремонту \_\_\_\_\_

Комісія в складі представників:

Підрядника \_\_\_\_\_

Замовника \_\_\_\_\_

провела " \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ р. перевірку виконання Замовником \_\_\_\_\_  
підготовчих робіт і наявності матеріалів для ремонтних робіт, ознайомившись з  
виробничо-технічною документацією, встановила:

**1** Під'їзні дороги, електромережа, водопровід, мережі стисненого повітря і пари,  
телефоний зв'язок, складські приміщення, контора, роздягальня та інші споруди,  
виконані без відступу (з відступом) від проекту.

**2** Матеріали для ремонтних робіт укомплектовані повністю (неповністю).

Не вистачає (кг, тонн) \_\_\_\_\_

Доставка у термін невивантаженої кількості матеріалів забезпечується  
наступними заходами: \_\_\_\_\_

Проект виконання робіт і кошторис розглянуті і відповідають характеру і обсягу  
виконуваних робіт.

**Висновок.** Об'єкт виводиться в ремонт на термін \_\_\_\_\_  
календарних діб, з " \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ р. до " \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Представники Замовника \_\_\_\_\_

підпис, дата, ініціали та прізвище

Представники Підрядника \_\_\_\_\_

підпис, дата, ініціали та прізвище



6 Кошторисна вартість ремонту об'єкта за затвердженою кошторисною докумен-  
тацією \_\_\_\_\_ грн. Фактична вартість виконаних і  
прийнятих за цим актом робіт \_\_\_\_\_ грн.  
Кошторисна вартість недоробок, зазначених в п.5 акта, \_\_\_\_\_ грн.  
7 Комісія перевірила наявність і зміст наступних документів на ремонт \_\_\_\_\_

Рішення комісії:

Пред'явлений до здачі об'єкт \_\_\_\_\_

приймається в експлуатацію \_\_\_\_\_

" " 20 р. з оцінкою виконаних робіт \_\_\_\_\_

Голова комісії \_\_\_\_\_

підпис, дата, ініціали та прізвище

Члени комісії \_\_\_\_\_

підпис, дата, ініціали та прізвище

**Додаток 39**  
(рекомендований)

**Форма акта приймання-здавання  
теплової (електричної) мережі з капітального ремонту**

Енергокомпанія \_\_\_\_\_  
Підприємство \_\_\_\_\_

**АКТ**  
**приймання-здавання теплової (електричної) мережі з капітального ремонту**

\_\_\_\_\_ (дата)

Комісія, призначена наказом теплових мереж № \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_ 20\_\_ р. у складі:

голови комісії \_\_\_\_\_  
(посада, підприємство, ініціали та прізвище)

членів комісії: \_\_\_\_\_  
(посада, підприємство, ініціали та прізвище)

здійснила приймання в експлуатацію закінченої ремонтом мережі (дільниці) \_\_\_\_\_

При прийманні встановлено:

**1** Ремонт виконувався в період з \_\_\_\_\_ 20\_\_ р. до \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.  
при плановому терміні з \_\_\_\_\_ 20\_\_ р. до \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Відповідальний керівник робіт \_\_\_\_\_

Відповідальний виконавець робіт \_\_\_\_\_

**2** Ремонт виконаний на основі № \_\_\_\_\_ план капітального ремонту  
20\_\_ р. \_\_\_\_\_  
(проектна організація)

**3** Роботи виконані з відхиленням від проекту \_\_\_\_\_

**4** Під час ремонту виконані наступні основні роботи \_\_\_\_\_

**5** Кошторисна вартість ремонту згідно з затвердженою кошторисною  
документацією \_\_\_\_\_ грн. фактична \_\_\_\_\_ грн.

6 Комісія перевірила наявність і зміст наступних документів з ремонту \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

7 Недоробки, що не заважають нормальній експлуатації мережі, вказані у додатку із терміном їх усунення.

Рішення комісії:

Подана до здавання мережа (дільниця) \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

(довжина, діаметр)  
приймається в експлуатацію "\_\_\_\_\_" \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.  
з оцінкою якості відремонтованої мережі \_\_\_\_\_

Голова комісії \_\_\_\_\_  
підпис, ініціали та прізвище

Члени комісії \_\_\_\_\_  
підпис, ініціали та прізвище



**Додаток 40**

(рекомендований)

**Форма листка огляду (перевірки)**

\_\_\_\_\_  
найменування РЕМ

\_\_\_\_\_  
найменування ділянки

**Листок огляду (перевірки)**

\_\_\_\_\_  
найменування об'єкта електромереж

\_\_\_\_\_  
вид огляду (перевірки)

№ опори, прогону, № (найменування) ТП, РП, підстанції	Виявлений дефект	Заходи, термін усунення дефекту
--	------------------	------------------------------------

Огляд проведений " \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

\_\_\_\_\_  
підпис, прізвище, ініціали

Лист прийнятий " \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

\_\_\_\_\_  
підпис, прізвище, ініціали

**Додаток 41**  
**(рекомендований)**  
**Форма журналу дефектів**

\_\_\_\_\_  
найменування РЕМ

\_\_\_\_\_  
найменування ділянки

**Журнал дефектів**

Найменування об'єктів електромереж	Найменування дефекту, що підлягає терміновому усуненню, місце виявлення	Час, дата усунення дефекту	Виконавець
------------------------------------	---	----------------------------	------------

Додаток 42

(рекомендований)

Форма журналу обліку виконаних робіт

\_\_\_\_\_ РЕМ  
\_\_\_\_\_ дільниця  
\_\_\_\_\_ (П.І.П. майстра)

Журнал обліку виконаних робіт

Дата	Назва об'єктів енергомережі	Місце роботи, номери опор, прогонів, ТП	Назва і об'єм виконаних робіт	Використані машини, механізми	Початок і закінчення роботи	П.І.П. бригадира, членів бригади	Підпис майстра
------	-----------------------------	---	-------------------------------	-------------------------------	-----------------------------	----------------------------------	----------------

## Додаток 43

(рекомендований)

**Форма плану-графіка  
робіт з ремонту і технічного обслуговування  
обладнання підстанції**

**План-графік  
робіт з ремонту і технічного обслуговування  
обладнання підстанції**

Енергокомпанія \_\_\_\_\_ ПЕМ \_\_\_\_\_ РЕМ \_\_\_\_\_

Найменування (номер) підстанції	Ремонтоване обладнання		Місяць ремонту	Найменування роботи	Одиниця виміру	Обсяг роботи	Трудовитрати, люд.-год.
	Наймену- вання	Диспетчерське позначення, № комірки приєднання					
1	2	3	4	5	6	7	8

Начальник служби \_\_\_\_\_  
підпис, дата, прізвище, ініціали

Додаток 44

(обов'язковий)

**Форма перспективного плану  
капітального ремонту будівель і споруд**

Енергокомпанія \_\_\_\_\_

ЗАТВЕРДЖУЮ

\_\_\_\_\_  
підпис, дата, ініціали та прізвище

**Перспективний план  
капітального ремонту будівель і споруд  
з 20\_\_р. до 20\_\_р.**

Рік	Найменування підприємств і об'єктів	Орієнтовна вартість ремонту, грн.	Запланований час ремонту		Виконавці і терміни розробки проектно-кошторисної документації	Виконавці ремонтних робіт	Примітка
			місяць початку ремонту	тривалість, дні			
1	2	3	4	5	6	7	8

Керівник енергокомпанії \_\_\_\_\_  
підпис, дата, ініціали та прізвище

**Правила заповнення:** Графік повинен бути узгоджений з проектною організацією, виконавцями ремонтних робіт, постачальниками конструкцій і матеріалів, необхідних для ремонту.

## Додаток 45

(рекомендований)

**Форма річного плану  
капітального ремонту будівель і споруд**

Енергокомпанія \_\_\_\_\_

ЗАТВЕРДЖУЮ

\_\_\_\_\_  
підпис, дата, ініціали та прізвище

**Річний план  
капітального ремонту будівель і споруд  
на 20\_ р.**

Назва підприємства, об'єкта і види робіт	Обсяг робіт за кошторисом		Виконано робіт на кінець 20__ р.		Перехідний залишок кошторисних сум на початок 200_ р., грн.	План фізичних обсягів робіт на 20__ р. (у відповідних одиницях вимірювання)			План на 20__ р., грн.				Терміни початку і закінчення робіт	Виконавець (цех, підрядна організація)	
	Фізичний обсяг робіт в натуральних вимірниках	Вартість, грн.	Фізичний обсяг робіт в натуральних вимірниках	Вартість, грн.		Всього	Госп. способом	Підрядним способом	Всього	1 кв.	2 кв.	3 кв.			4 кв.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

Керівник енергокомпанії \_\_\_\_\_

підпис, дата, ініціали та прізвище

**Додаток 46**

(обов'язковий)

**Періодичність контролю технічного стану будівель, димових труб, градирень і водойм**

На підприємствах повинен бути організований нагляд за будівлями і спорудами впродовж їх експлуатації в обсязі, визначеному місцевою інструкцією.

Поряд із систематичним наглядом двічі на рік (весною і восени) повинен проводитись загальний технічний огляд будівель і споруд для виявлення дефектів і пошкоджень, а після стихійних лих (ураганних вітрів, великих злив або снігопадів, пожеж, землетрусів тощо) або аварій — позачерговий огляд.

Під час весняного технічного огляду повинні бути уточнені обсяги робіт ремонту будівель, споруд і санітарно-технічних систем, передбачуваного на літній період, і виявлені обсяги робіт капітального ремонту для включення їх в план наступного року.

**1** Димові труби електростанцій і газоходи підлягають зовнішньому огляду один раз на рік (весною).

Обстеження димових труб проводиться у терміни, узгоджені Замовником і Підрядником з урахуванням часу на монтаж і демонтаж оснащення.

Внутрішній огляд димових труб і газоходів здійснюється через рік після монтажу, а надалі — через кожні п'ять років.

**2** Огляд основних конструкцій градирень (башт, зрошувачів та їх каркасів, водорозподільних пристроїв і вентиляційного обладнання) повинен проводитись щорічно при сталій плюсовій температурі повітря.

При висоті витяжних башт градирень понад 100 м повинна проводитись геодезична перевірка їх відхилення від вертикалі не менше ніж 1 раз на 5 років.

**3** На електростанціях повинні проводитись спостереження за осіданням фундаментів димових труб, градирень, виробничих будівель (електроцех котельний, турбінний), естакад паливоподачі, підкранових колій в цехах, греблі — в перший рік після здавання в експлуатацію — три рази, на другий рік — два рази, далі — до стабілізації осідання фундаментів (1 мм на рік і менше) — 1 раз на 5 років.

**4** При експлуатації водойм, градирень і зрошувальних басейнів повинні бути забезпечені:

- контроль роботи і стан греблі, контроль замулювання всієї водойми; контроль за станом берегів, круч; контроль за мілиною; контроль за цвітінням води (не менш ніж 1 раз на рік);

- контроль за станом водорозподільних систем відповідно до затвердженого графіка і їх промивання (не менш ніж 2 рази на рік - весною і восени);

- огляд решіток і сіток резервуарів з очищенням їх при потребі.

**5** Періодичний контроль повинен бути встановлений за станом захисту від корозії і абразивного зносу металевих конструкцій димових труб (сходів і майданчиків) та газоходів, металевих трубопроводів і частин градирень, а дерев'яних частин — від загнивання.

## Додаток 47

(довідковий)

Орієнтовна тривалість  
капітальних ремонтів димових труб, газоходів і градирень

Об'єкт	Характеристика об'єкта	Тривалість ремонту, календарних діб	
		при капітальному ремонті	при поточному ремонті
1 Залізобетонні і цегляні труби	Висота до 100 м	60	15
	те ж до 150 м	90	20
	-"- до 180 м	120	25
	-"- до 250 м	150	35
	-"- до 320 м	160	40
2 Металеві димові труби	Висота до 30 м	40	10
	те ж від 30 до 60 м	60	15
3 Газоходи до димових труб	Об'єм газоходу до 320 м <sup>3</sup>	30	7
	Об'єм газоходу від 320 до 640 м <sup>3</sup>	60	10
4 Баштові градирні з металевим каркасом	Площа до 800 кв.м	45	12
	те ж 800-1500 кв.м	70	15
	-"- 1500-2500 кв.м	90	25
5 Залізобетонні гіперболічні градирні	1520 кв.м	120	15
	3200 кв.м	160	20
6 Вентиляторні градирні	Площа до 420 кв.м	60	5
	те ж до 700 кв.м	70	7



## Додаток 48

(довідковий)

Орієнтовна періодичність капітальних ремонтів  
виробничих будівель і споруд

Будівлі і споруди з їх конструктивними характеристиками	Періодичність капітальних ремонтів для різних умов експлуатації, роки		
	в нормальних умовах	в агресивних середовищах	при вібрації та інших динамічних навантаженнях
1	2	3	4
<b>1 Будівлі</b>			
1.1 З залізобетонним каркасом, панельними збірними залізобетонними стінами	30	20	10
1.2 Те ж з металевим каркасом	25	15	8
1.3 Із залізобетонним або металевим каркасом панельними полегшеними стінами з обшивкою профільованою оцинкованою сталлю і аналогічними панелями покриття	15	10	12
1.4 Із залізобетонним або металевим каркасом, із заповненням каркасу кам'яними матеріалами	20	15	6
1.5 З кам'яними стінами із штучних каменів або великих блоків, колони і стовпи залізобетонні або цегляні, з залізобетонним перекриттям	15	10	6
1.6 Зі стінами полегшеної кам'яної кладки, колони і стовби цегляні або залізобетонні, перекриття залізобетонні	12	10	5
<b>2 Споруди виробничого призначення</b>			
2.1 Галереї і естакади паливоподачі металеві	16	10	10
2.2 Естакади для повітряного прокладання трубопроводів, металеві	16	10	-

1	2	3	4
<b>2.3</b> Димові труби металеві: багатоствольні	18	12	15
одноствольні	15	10	15
<b>2.4</b> Димові труби цегляні і залізо- бетонні	30	20	30
<b>2.5</b> Газоходи цегляні для відводу димових газів (на залізобетонних опорах з залізобетонним покриттям і перекриттям) із захистом кислото- тривкою футеровкою з цегли	25	15	15
<b>2.6</b> Те ж, металеві газоходи з кис- лототривкою футеровкою з цегли	15	10	10
<b>2.7</b> Те ж, залізобетонні газоходи (монолітні) з аналогічною фута- ривкою (див. п.2.6)	20	10	10
<b>2.8</b> Те ж, із збірних залізобетонних панелей з футеровкою за п.2.6	15	10	10
<b>2.9</b> Те ж, із збірних залізобетонних панелей з футеровкою із силікато- полімербетону	30	30	30
<b>2.10</b> Розвантажувальні платформи будівель ХВО бетонні і залізо- бетонні	-	8	-
<b>2.11</b> Градирні:			
<b>2.11.1</b> Із залізобетонною оболонкою	18	12	-
<b>2.11.2</b> Каркасно-обшивні:			
<b>2.11.2.1</b> З дерев'яною обшивкою	6	3	2
<b>2.11.2.2</b> З азбошиферною обшивкою	18	12	-
<b>2.11.2.3</b> З алюмінієвою обшивкою (одношаровою, двошаровою)	20	-	-

## Додаток 49

(довідковий)

**Орієнтовна періодичність  
капітального ремонту конструктивних елементів  
виробничих будівель і споруд**

Будівлі і споруди з їх конструктивними характеристиками	Періодичність капітальних ремонтів для різних умов експлуатації, роки		
	в нормальних умовах	в агресивних середовищах	при вібрації та інших динамічних навантаженнях
1	2	3	4
<b>1</b> Фундаменти	50	25	15
<b>1.1</b> Залізобетонні і бетонні			
<b>1.2</b> Бутові і бутобетонні	40	20	12
<b>1.3</b> Цегляні	30	15	10
<b>2</b> Стіни			
<b>2.1</b> Збірні, панельні, залізобетонні	15	10	8
<b>2.2</b> Стики між панелями	8	4	5
<b>2.3</b> Полегшені панельні 3-шарові стіни з металевою обшивкою оцинкованою сталлю	18	12	15
<b>2.4</b> Цегляні із звичайної глиняної червоної цегли	20	18	15
<b>2.5</b> Те ж, із полегшеної кладки	12	8	10
<b>2.6</b> Із силікатної цегли	20	12	15
<b>3</b> Каркаси			
<b>3.1</b> Колонні			
<b>3.1.1</b> Залізобетонні			
<b>3.1.1.1</b> Монолітні	50	40	40
<b>3.1.1.2</b> Збірні	50	35	35
<b>3.1.2</b> Металеві	60	35	50
<b>3.1.3</b> Цегляні	20	15	10
<b>3.2</b> Ригелі балки			
<b>3.2.1</b> Ригелі залізобетонні	50	40	30
<b>3.2.2</b> Ригелі металеві	50	35	40
<b>3.2.3</b> Балки підкранові			
<b>3.2.3.1</b> Металеві	30-35	20	25
<b>3.2.3.2</b> Залізобетонні звичайні	35	30	20
<b>3.2.3.3</b> Залізобетонні попередньо напружені	40-45	35-40	35-40
<b>4</b> Ферми			
<b>4.1</b> Металеві	20	15	15
<b>4.2</b> Залізобетонні	18	12	15

1	2	3	4
<b>2.3</b> Димові труби металеві: багатоствольні	18	12	15
одноствольні	15	10	15
<b>2.4</b> Димові труби цегляні і залізо- бетонні	30	20	30
<b>2.5</b> Газоходи цегляні для відводу димових газів (на залізобетонних опорах з залізобетонним покриттям і перекриттям) із захистом кислото- тривкою футеровкою з цегли	25	15	15
<b>2.6</b> Те ж, металеві газоходи з кис- лототривкою футеровкою з цегли	15	10	10
<b>2.7</b> Те ж, залізобетонні газоходи (монолітні) з аналогічною футе- ровкою (див. п.2.6)	20	10	10
<b>2.8</b> Те ж, із збірних залізобетонних панелей з футеровкою за п.2.6	15	10	10
<b>2.9</b> Те ж, із збірних залізобетонних панелей з футеровкою із силікато- полімербетону	30	30	30
<b>2.10</b> Розвантажувальні платформи будівель ХВО бетонні і залізобе- тонні	-	8	-
<b>2.11</b> Градирні:			
<b>2.11.1</b> Із залізобетонною оболонкою	18	12	-
<b>2.11.2</b> Каркасно-обшивні:			
<b>2.11.2.1</b> З дерев'яною обшивкою	6	3	2
<b>2.11.2.2</b> З азбошиферною обшивкою	18	12	-
<b>2.11.2.3</b> З алюмінієвою обшивкою (одношаровою, двошаровою)	20	-	-

## Додаток 50

(рекомендований)

## Форма акта обстеження об'єкта, що вимагає ремонту

Енергокомпанія \_\_\_\_\_

Підприємство \_\_\_\_\_

## А К Т

## обстеження об'єкта, що вимагає ремонту

Комісія в складі представників Замовника \_\_\_\_\_

Підрядника \_\_\_\_\_  
 провела "\_\_\_\_\_" \_\_\_\_\_ 20\_\_ р. огляд будівлі і споруди (димової труби, градирні, газоходу, антикорозійного покриття трубопроводів тощо) \_\_\_\_\_

і, ознайомившись з поданою виробничо-технічною документацією, встановила наступні дефекти: \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

На підставі викладеного комісія вважає, що об'єкт вимагає такого ремонту (найменування і обсяг робіт): \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Представники Замовника \_\_\_\_\_  
 підпис, дата, ініціали та прізвище

Представники Підрядника \_\_\_\_\_  
 підпис, дата, ініціали та прізвище

## Додаток 51

(рекомендований)

**Номенклатура і обсяг робіт при капітальному ремонті  
гідротурбін і механічної частини гідрогенератора****1 Підготовчі роботи:**

- перевірочні випробування та вимірювання, необхідні для оцінки параметрів стану обладнання до виведення в капітальний ремонт;
- знімання характеристик і перевірка дії механізмів, пристроїв системи регулювання та автоматичного управління гідроагрегатів;
- вимірювання вібрації опорних частин, биття вала агрегата, температури масла, сегментів під'ятника, підшипників, охолоджувальної води, повітря тощо;
- зовнішній огляд і перевірка загального стану обладнання до ремонту;
- встановлення ремонтних затворів, осушення і відкривання лазів проточної частини турбіни;
- складання і встановлення риштувань, підмостків, огорожень, освітлення, вентиляції і енергорозведень.

**2 Робоче колесо гідротурбіни і його камера:**

- зовнішній огляд, перевірка стану, виявлення пошкоджень на робочому колесі та його камері;
- перевірка зазорів між камерою і периферійною кромкою лопатей у поворотно-лопатевої гідротурбін при різних кутах розвороту лопатей;
- перевірка зазорів в лабиринтових ущільненнях радіально-осьових гідротурбін;
- відновлення поверхонь проточної частини, пошкоджених кавітацією або абразивним зносом і усунення виявлених дефектів зварних і різбових з'єднань;
- гідравлічні випробування робочого колеса (на місці встановлення), ремонт (або заміна) пошкоджених ущільнень;
- перевірка стану знімного сегмента камери робочого колеса.

**3 Закладні частини гідротурбіни:**

- перевірка стану закладних частин (спіральна камера, статор, фундаментне кільце, спряжний пояс тощо) і усунення дефектів.

**4 Напрямний апарат:**

- перевірка стану цапф лопаток верхнього кільця або кришки турбіни і нижнього кільця напрямного апарата;
- контроль зазорів між торцевими поверхнями лопаток напрямного апарата і нижнім та верхнім кільцями (або кришкою гідротурбіни), а також вертикальних зазорів між лопатками напрямного апарата;
- від'єднання деталей механізму повороту лопаток, випресування важелів і підшипників верхньої цапфи лопаток;
- очищення, перевірка стану верхніх цапф та їх підшипників і контроль зазорів між тертьовими поверхнями цапф та їх підшипників;
- усунення руйнувань на лопатках, верхньому і нижньому кільцях напрямного апарата;
- заміна ущільнень підшипників лопаток, а також гумового шнура ущільнень проточної частини напрямного апарата;
- ревізія регулювального кільця, чищення його маслованни і перевірка стану поверхонь тертя;

- складання напрямного апарата і регулювання зазорів та натягу, розкладання сервомотора, чищення і перевірка стану його деталей;

- розкладання, чищення і перевірка стану стопорного і дросельного пристрою;
- складання сервомотора, стопорного і дросельного пристроїв та їх регулювання.

#### **5 Напрямні підшипники гідроагрегата:**

- вимірювання зазорів і повне розбирання підшипника; перевірка стану сорочки вала, чищення і усунення дефектів;

- перевірка стану і усунення виявлених пошкоджень на поверхнях тертя. Перевірка прилягання тертьових поверхонь бабітових сегментів та їх шабрування;

- чищення маслованни, складання підшипника, встановлення на місце, контроль і регулювання зазорів;

- перевірка стану і усунення незначних пошкоджень на деталях торцевого ущільнення ванни підшипника. Заміна на нові ущільнювальні елементи (гумові кільця, сальникова набивка тощо), складання і регулювання ущільнення.

#### **6 Ущільнення вала турбіни:**

- розкладання, чищення і перевірка стану деталей ущільнення вала;

- усунення виявлених пошкоджень (при значних пошкодженнях на поверхнях тертя рухомих деталей — заміна їх на нові);

- заміна ущільнювальних кілець або манжет, а також гумових кілець запірною пристрою на нові;

- складання і регулювання ущільнення.

#### **7 Маслоприймач:**

- розкладання маслоприймача, чищення і перевірка стану його деталей;

- перевірка зазорів, усунення пошкоджень, шабрування втулок і штанг. При значному пошкодженні — заміна втулок;

- заміна на нові усіх ущільнювальних елементів фланцевих з'єднань маслоприймача, а також ізоляційних втулок і прокладок;

- встановлення масловідбивача і його центрування. Встановлення корпусу і букси та центрування їх відносно штанг. Складання і регулювання зворотнього зв'язку та маслопроводів.

#### **8 Маслонапірна установка:**

- зливання масла, відкривання, очищення і перевірка стану напірного і зливного баків;

- очищення і промивання фільтрів, заміна сітки. Заміна ущільнювальних елементів люків;

- від'єднання трубопроводів, роз'єднання муфт і розкладання маслонасоса. Усунення шабруванням виявлених пошкоджень на бабітовій поверхні обійми, заміна значно пошкоджених деталей на нові. Складання маслонасоса, заміна ущільнюючих елементів, з'єднання з муфтою і центрування;

- демонтаж з місця установки, очищення і перевірка стану арматури маслонапірної установки. Усунення пошкоджень, заміна ущільнювальних елементів, регулювання і встановлення на місце;

- розкладання маслопроводів (напірного, зливного і підживлення від маслогосподарства). Очищення і підпилювання фланців. Заміна дефектних кріпильних деталей і ущільнювальних елементів.

#### **9 Підп'ятник:**

- розкладання маслованни підп'ятника, очищення, контроль ексцентриситету і виймання сегментів та їх опор;

- чищення маслованни, перевірка стану кріпильних деталей і зварних швів, стаканів опорних болтів і упорів сегмента;

- перевірка стану опорних деталей підп'ятника і усунення незначних пошкоджень, перевірка стану дзеркальної поверхні диска, ізоляційної прокладки і щільності прилягання його по втулці підп'ятника;

- перевірка стану сегментів та їх опор і пришабрування їх по повірочній плиті;
- встановлення опор і сегментів та регулювання навантаження на сегменти підп'ятника;
- заміна ущільнювальних елементів на нові, складання маслованни і її ущільнення.

#### **10 Маслоохолодники:**

- демонтаж маслоохолодника, його розкладання, чищення і промивання, заміна прокладок і складання;

- гідравлічне випробування і усунення виявлених пошкоджень;
- встановлення маслоохолодника і його опресування з системою.

#### **11 Перевірка центрування:**

- перевірка центрування гідроагрегата;
- перевірка загальної лінії вала поворотом ротора на 360° зонтичного агрегата;
- перевірка відхилення лінії валів зонтичного гідроагрегата.

#### **12 Регулятор швидкості:**

- зливання масла, розкладання, промивання, перевірка стану всіх деталей, вузлів і механізмів, усунення дефектів, складання, проведення вимірювань, знімання характеристики.

#### **13 Турбінний затвор:**

- очищення, огляд, перевірка стану елементів затвора його ущільнень, силового привода і металоконструкцій, усунення дефектів (тріщин, корозійних і абразивних зносів, пошкоджень механічних тощо), складання і випробування.

#### **14 Допоміжне обладнання гідроагрегата:**

- розкладання, чищення, промивання, перевірка стану деталей і вузлів, проведення необхідних вимірювань і випробувань, виявлення і усунення дефектів допоміжного обладнання, в тому числі:

- клапанів зриву вакууму;
- пристроїв для впуску повітря в зону робочого колеса;
- системи відкачування води з кришки турбіни;
- лекажного агрегата;
- системи централізованого змащення;
- системи водопостачання турбінного підшипника;
- системи технічного водопостачання гідроагрегата;
- системи водяного охолодження гідрогенератора;
- системи гальмування;
- системи примусової подачі мастила на змащення підп'ятника;
- трубопроводів і арматури.

#### **15 Завершувальні роботи:**

- зовнішній огляд обладнання, демонтаж тимчасових пристроїв вентиляції, освітлення, енергорозведень, риштувань, підмостків, ремонтних огорожень, прибирання сміття, інструменту, такелажних та інших пристроїв;

- пуско-налагоджувальні роботи, перевірочні програми випробувань і вимірювання показників технічного стану обладнання при осушеній проточній частині гідротурбіни;

- закривання лазів проточної частини гідротурбіни, заповнення проточної частини, прибирання ремонтних затворів;

- пуско-налагоджувальні роботи, перевірочні програмні випробування і вимірювання показників технічного стану обладнання при заповненій водою проточній частині гідротурбіни, при роботі гідроагрегата на холостому ході і під навантаженням, спостереження за роботою обладнання.



## Додаток 52

(рекомендований)

### Форма відомості обсягу робіт при капітальному ремонті

Підприємство \_\_\_\_\_  
Складена \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Головний інженер \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

**Відомість обсягу робіт**  
капітального ремонту \_\_\_\_\_ агрегата, станційний № \_\_\_\_\_  
проведеного з \_\_\_\_\_ до " \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ р. протягом \_\_\_\_\_ робочих днів \_\_\_\_\_ год.

Найменування вузла	Технічний стан до ремонту	Необхідний обсяг робіт		Виконаний обсяг робіт		Зауваження і пропозиції
		Найменування	Трудо-витрати, люд./год.	Найменування	Трудо-витрати, люд./год.	
1	2	3	4	5	6	7

Начальник цеху (підпис) \_\_\_\_\_  
дата, ініціали, прізвище

Начальник ПТВ (підпис) \_\_\_\_\_  
дата, ініціали, прізвище

## Додаток 53

(рекомендований)

**Форма акта  
приймання-здавання з капітального ремонту гідрогенератора**

Енергокомпанія \_\_\_\_\_

Підприємство \_\_\_\_\_

## АКТ

**приймання-здавання з капітального ремонту  
гідрогенератора станційний № \_\_\_\_\_**

1 Комісія в складі:

голови - головного інженера \_\_\_\_\_

і членів комісії :

начальника ПТВ \_\_\_\_\_

начальника ЕЦ \_\_\_\_\_

представника СГЕМ (або ін.організ.) \_\_\_\_\_

склала цей акт про те, що:

з \_\_\_ год. \_\_\_ хв. " \_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

до \_\_\_ год. \_\_\_ хв. " \_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

при термінах за планом:

з \_\_\_ год. \_\_\_ хв. " \_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

до \_\_\_ год. \_\_\_ хв. " \_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Згідно з договором (кошторисом) № \_\_\_ від " \_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ р. підприємствами

виконаний капітальний ремонт гідрогенераторів ст.№ \_\_\_\_\_

Ремонт виконаний за \_\_\_\_\_ календарних годин при плані \_\_\_\_\_ календарних годин.

2 Причини збільшення тривалості ремонту понад нормативну \_\_\_\_\_

3 Комісією перевірені наступні документи:

3.1 Відомість обсягів робіт:

3.2 Акти повузлового приймання-здавання:

3.3 Формуляри:

3.4 Протоколи випробування:

-

-

-

-

-

-

3.5 Креслення, ескізи змін \_\_\_\_\_

4 На підставі розглянутих документів і результатів приймально-здавальних випробувань проведено приймання обладнання з капітального ремонту і встановлені наступні оцінки якості виконаних ремонтних робіт:

Найменування обладнання або складової частини	Оцінка якості відремontованого обладнання		Виконавець ремонту
	попередня	кінцева	
1	2	3	4

- 1 Статор генератора
- 2 Ротор генератора
- 3 Ел.двигун агрегата  
охолодження
- 4 Регулювальний генератор
- 5 АГГ
- 6 Ошинування, кВ
- 7 Освітлення, 12 В
- 8 РЗА і автоматика агрегата
- 9 Гідрогенератор в цілому

5 Протягом підконтрольної експлуатації (30 днів) необхідні зупинки:

Найменування обладнання	Ст.№	Тривалість зупинки	Перелік робіт, що проводяться
Гідрогенератор			

6 Причиною зміни попередньої оцінки якості відремontованого обладнання є:

7 Обладнання ввімкнене під навантаження "\_\_\_" \_\_\_ 20\_\_ р. в \_\_\_ год. \_\_\_ хв.  
На підставі вищезазначеного відремontоване обладнання з \_\_\_ год. \_\_\_ хв.  
"\_\_\_" \_\_\_ 20\_\_ р. вважається прийнятим з капітального ремонту.

8 Гарантійний термін експлуатації відремontованого обладнання і складових частин - 12 календарних місяців з моменту ввімкнення обладнання під навантаження, але не більш ніж 13 місяців з моменту закінчення ремонту.

На цьому зобов'язання підприємства за вказаним кошторисом вважаються виконаними.

9 Замовнику передана наступна технічна документація:

9.1 План заходів з усунення дефектів: \_\_\_\_\_

9.2 Протоколи: \_\_\_\_\_

9.3 Акт про узгодження зміни кінцевих оцінок якості: \_\_\_\_\_

виконаних на ньому ремонтних робіт і про проведення в узгоджені терміни повторного ремонту за рахунок \_\_\_\_\_

Голова комісії

Члени комісії

Додаток 54

(рекомендований)

**Форма акта  
готовності до капітального ремонту**

Підприємство \_\_\_\_\_

Установка, енергоблок, гідроагрегат,  
трансформатор, станційний № \_\_\_\_\_

**АКТ  
готовності Замовника і підрядних організацій  
до капітального ремонту (установки, енергоблока, гідроагрегату)**

Представники підприємства:

начальник ЕЦ \_\_\_\_\_

начальник ГЦ \_\_\_\_\_

начальник ПТВ \_\_\_\_\_

і підрядних організацій: \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

які брали участь в ремонті:

\_\_\_\_\_

перевірили готовність \_\_\_\_\_ і ремонтних організацій

до капітального ремонту \_\_\_\_\_

що виводиться в ремонт з \_\_\_\_\_ на термін \_\_\_\_\_ діб.

При цьому встановлено:

У відповідності з планом підготовчих робіт не виконані наступні роботи:

Електроцехом \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Турбінним цехом \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Гідроцехом \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

ВМТП \_\_\_\_\_

Спецгідроенергомонтажем \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Гідроелектромонтажем \_\_\_\_\_

Іншими підрядними організаціями \_\_\_\_\_

На основі проведеної перевірки за станом на " \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ р.  
комісія вважає:

До ремонту \_\_\_\_\_ готовий (не готовий).  
(найменування установки)

До ремонту \_\_\_\_\_ підрядні організації (готові, не готові).

Для невиконаних підготовчих робіт встановлюються наступні терміни виконання:

1 Для Замовника: \_\_\_\_\_

2 Для підрядних організацій: \_\_\_\_\_

Представники Замовника \_\_\_\_\_  
(прізвище, ініціали) (підпис)

Представники підрядних організацій \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

## Додаток 55

(рекомендований)

**Форма акта  
приймання-здавання з капітального ремонту**

Енергокомпанія \_\_\_\_\_

Підприємство \_\_\_\_\_

**АКТ  
приймання-здавання з капітального ремонту  
гідротурбінної установки ст.№ \_\_\_\_\_**

**1 Комісія в складі:**

голови \_\_\_\_\_

і членів комісії \_\_\_\_\_

склала даний акт про те, що:

з \_\_\_\_\_ год. \_\_\_\_\_ хв. " \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_\_ р.

до \_\_\_\_\_ год. \_\_\_\_\_ хв. " \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_\_ р.

при термінах за планом:

з \_\_\_\_\_ год. \_\_\_\_\_ хв. " \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_\_ р.

до \_\_\_\_\_ год. \_\_\_\_\_ хв. " \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_\_ р.

Згідно з договором (кошторисом) № \_\_\_\_\_ від " \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_\_ р. підприємст-  
вами \_\_\_\_\_ виконано

капітальний ремонт гідротурбінної установки ст.№ \_\_\_\_\_

Ремонт виконаний за \_\_\_\_\_ календарних годин при плані \_\_\_\_\_  
календарних годин.**2** Причини збільшення тривалості ремонту понад нормативну \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

**3** Комісією перевірені наступні подані документи:**3.1** Відомість запланованого і виконаного обсягу робіт;**3.2** Відомість основних параметрів технічного стану;**3.3** Формуляри і акти приймання-здавання з капітального ремонту вузла  
(непотрібне закреслити):

- робочого колеса;
- напрямного апарата;
- сервомоторів н.а.;
- маслоприймача;
- гальм;
- підшипника упорного;
- підшипника генератора;
- підшипника турбіни;
- компресора охолодження;
- повітроохолодників;
- редуктора тахогенератора;
- зливного бака змащування;
- запірної арматури;

- ущільнення торцевого турбіни;
- регулятора швидкості;
- камери робочого колеса;
- компенсаційного кільця;
- центрування вала;

### 3.4 Протоколи, відомості:

- випробування на електричну міцність турбінного масла;
- налаштування часу регулювання гідроагрегата;
- комбінаторної залежності;
- відомість перевірки гарантій регулювання при скидах навантаження.

### 3.5 Ескізи змін

### 3.6 Сертифікати на використані в процесі ремонту матеріали:

4 На основі розглянутих документів та результатів приймально-здавальних випробувань проведено приймання обладнання з капітального ремонту і встановлені наступні оцінки якості ремонту:

Найменування вузлів гідротурбінної установки	Оцінка якості відремонтованого обладнання		Виконавець ремонту
	попередня	остаточна	
1 Водовід агрегатний			
2 Робоче колесо			
3 Напрямний апарат			
4 Централізоване змащення			
6 Регулятор швидкості			
7 Маслопроводи			
8 Торцеве ущільнення турбіни			
9 Підшипник упорний			
10 Підшипник генератора			
11 Підшипник турбіни			
12 Гальма			
13 Маслоприймач			
14 Компресор охолодження			
15 Редуктор тахогенератора			
16 Повітроохолодник			
17 Дренаж капсули			
18 Зливний бак мастила			
19 Запірна арматура			
20 Сміттєзатримуюча решітка			
21 Гідротурбінна установка в цілому			

5 Протягом підконтрольної експлуатації (30 днів) необхідні зупинки:

Найменування обладнання	ст.№	Тривалість зупинки	Перелік робіт, що проводяться
Гідротурбіна			

6 Причиною зміни попередньої оцінки якості відремонтованого обладнання є:

---



---



---

7 Обладнання, ввімкнене під навантаження "\_\_\_" \_\_\_\_\_ 20\_\_ р. в \_\_\_\_\_ год. хв. "\_\_\_" \_\_\_\_\_ 20\_\_ р., вважається прийнятим з капітального ремонту.

8 Гарантійний термін експлуатації відремонтованого обладнання і складових частин - 12 календарних місяців з моменту ввімкнення обладнання під навантаження, але не більш ніж 13 місяців з моменту закінчення ремонту.

На цьому зобов'язання підприємства за вказаним договором (кошторисом) вважаються виконаними.

9 Замовнику передана наступна технічна документація:

9.1 План заходів щодо усунення дефектів: \_\_\_\_\_

---



---

9.2 Протоколи: \_\_\_\_\_

---



---

9.3 Акт про узгодження зміни остаточних оцінок якості \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ , виконаних на ньому ремонтних робіт і про проведення в узгоджені терміни повторного ремонту за рахунок \_\_\_\_\_

---



---

Голова комісії

Члени комісії:



## Додаток 56

(рекомендований)

**Номенклатура і обсяг робіт  
при капітальному ремонті гідрогенератора**

**1** Після вимкнення генератора від мережі перед виведенням його в капітальний ремонт проводяться високовольні випробування від стороннього джерела статора і ротора у відповідності з чинними нормами. Випробування проводяться при температурі обмоток статора і ротора, наближеній до встановленої під час роботи генератора під навантаженням.

**2** Розкладання гідрогенератора:

- розкладання гідрогенератора, збудника і системи охолодження, перевірка монтажних зазорів.

**3** Статор гідрогенератора:

- знімання двох-трьох полюсів з ротора для огляду та ремонту статора;
- огляд кріплення лобових частин обмоток, перевірка стану пайок, ізоляції і кріплення з'єднувальних шин, фарбування лобових частин обмотки;
- перевірка кріплення активної сталі статора і корпусу, щільності пресування, щільності кріплення на стиках, а також на відсутність контактної корозії, підпресування активної сталі статора, ремонт і фарбування;
- перевірка клинування пазової частини обмотки статора і, при необхідності, часткове переклинування;
- перевірка систем безпосереднього охолодження обмотки статора в межах гідрогенератора на герметичність і прохідність дистилляту.

**4** Ротор гідрогенератора:

- перевірка кріплення полюсів гідрогенератора, обмоток полюсів і міжполюсних з'єднань;
- перевірка цілісності демпферної обмотки ротора, контактних поверхонь і кріплення з'єднань демпферної обмотки;
- перевірка стяжки активної сталі ротора;
- візуальний огляд контактних кілець і місць з'єднань їх із струмопроводами (перевірка стану контактів, кріпильних деталей, ізоляції тощо);
- перевірка стану щіткового апарата, контактних кілець, кріплення щіткотримачів і траверс, заміна зношених щіток і регулювання натягу пружин.

**5** Кутовимірювальний генератор:

- розкладання генератора, вимірювання зазорів, перевірка кріплення полюсів ротора, огляд і чищення обмотки статора, складання генератора.

**6** Регулювальний генератор:

- розкладання генератора, перевірка кріплення полюсів, огляд і чищення обмотки статора, фарбування обмотки, складання регулювального генератора і центрування.

**7** Допоміжний генератор:

- розкладання допоміжного генератора;
- огляд обмотки статора, кріплення лобових частин, збірних шин і виводів;
- перевірка кріплення пресування активної сталі статора і на відсутність контактної корозії;
- пофарбування лобових частин обмотки статора і шинопроводів;
- перевірка кріплення полюсів ротора і пайок міжполюсних з'єднань;
- огляд демпферної обмотки та ізоляції струмопроводів;
- огляд контактних кілець ротора;

- перевірка установки та кріплення щіткотримачів і траверс, заміна зношених щіток, установлення і регулювання натиску пружин;

- складання генератора і вимірювання монтажних зазорів.

**8** Загальні роботи на гідрогенераторі:

- перевірка і ремонт системи збудження – тиристорного, електромашинного тощо;

- огляд контактів та ізоляції, перевірка і регулювальні роботи АГП;

- очищення, промивання, ремонт і опресування повітроохолодників;

- перевірка і ремонт обладнання протипожежного захисту;

- перевірка, ремонт пускових і регулювальних пристроїв, апаратури водяного охолодження і теплового контролю;

- перевірка і ремонт кіл управління, сигналізації та захисних пристроїв гідрогенератора, його двигунів та апаратури збудження;

- перевірка і ремонт ізоляції підшипників;

- післяопераційні випробування та вимірювання, в т.ч. високовольтні випробування статора, ротора гідрогенератора тощо.

**9** Складання гідрогенератора.

**10** Завершувальні роботи:

- здавання гідрогенератора під навантаження.

## Додаток 57

(рекомендований)

**Номенклатура і обсяг робіт  
при капітальному ремонті трансформатора**

Перелік робіт:

- демонтаж трансформатора і транспортування його на ремонтний майданчик;
- прогрівання трансформатора на ремонтному майданчику перед розкриттям активної частини;
- розкриття активної частини трансформатора;
- огляд і очищення магнітопроводу, перевірка та відновлення ізоляції доступних стяжних пристроїв і їх підтягування, перевірка заземлення;
- огляд і очищення обмоток і відводів, дрібний ремонт ярмової ізоляції та ізоляції відводів, підпресування обмоток, перевірка доступних пайок, ремонт несучої конструкції відводів обмоток;

**Примітка:** Для трансформаторів класу напруги 150 кВ і вище, що мають зовнішні бар'єри на активній частині, обов'язковим є знімання бар'єрів на момент огляду обмоток.

- відбір проб масла для хіманалізу і хроматографії до початку робіт;
- огляд, перевірка і очищення перемикачів відгалуженої обмотки, ремонт і підтягування контактів, перевірка пайок, перемичок і всіх механізмів перемикача РПН;
- огляд, очищення і ремонт кришки, розширювача, запобіжних пристроїв, арматури, системи охолодження, термосифонних фільтрів і повітроосушувача, заміна адсорбента;
- огляд, очищення і ремонт введів, заміна масла і випробування введів перед встановленням на трансформатор;
- огляд, очищення, ремонт і фарбування бака;
- перевірка надлишковим тиском герметичності маслонаповнених введів;
- випробування, очищення і, при необхідності, заміна масла;
- сушіння ізоляції обмоток активної частини і трансформаторів струму, необхідність сушіння визначається за результатами попередніх випробувань;
- перевірка захисту та вимірювальних приладів;
- складання трансформатора із заміною ущільнень і гідравлічні випробування після ремонту. Випробування після капітального ремонту;
- транспортування трансформатора до фундаменту, монтаж на фундаменті;
- підготовка до вмикання і ввімкнення трансформатора під навантаження.

**Додаток 58**

(рекомендований)

**Номенклатура і обсяг робіт при капітальному ремонті арматури**

Перелік робіт:

- від'єднання, знімання, ремонт і встановлення привода;
- вирізання (знімання) арматури, встановлення нової або відремонтованої;
- розкладання, огляд і виявлення дефектів, ремонт або заміна деталей арматури;
- обробка ущільнювальних поверхонь проточкою, шліфуванням з наступним притиранням;
- обробка ущільнювальних поверхонь проточкою, наплавленням з наступною механічною обробкою і притиранням;
- гідравлічні випробування (при необхідності);
- налагодження привода і перевірка плавності ходу.

## Додаток 59

(рекомендований)

**Форма протоколу  
засідання комісії з експлуатації енергоблоків  
з понаднормативною періодичністю капітальних ремонтів**

М. \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

**1 Комісія в складі:**

**ГОЛОВИ** \_\_\_\_\_  
посада, енергокомпанія, ініціали і прізвище

**ЧЛЕНІВ КОМІСІЇ:** \_\_\_\_\_  
посада, підприємство (організація),

\_\_\_\_\_ ініціали і прізвище

розглянула подані \_\_\_\_\_  
(електростанція)

матеріали, що обґрунтовують технічну можливість і економічну доцільність  
переведення енергоблока \_\_\_\_\_ МВт ст.№ \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ на експлуатацію з понаднормативною періодичністю капітальних  
(електростанції)

ремонтів у наступному обсязі: \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ (перелік матеріалів)

**2** На основі результатів аналізу поданих матеріалів комісія вважає (не)  
можливим і (не) доцільним переведення енергоблока \_\_\_\_\_ МВт ст.

№ \_\_\_\_\_ на експлуатацію з \_\_\_\_\_ річною  
(електростанція)

періодичністю капітальних ремонтів при дотриманні і виконанні наступних умов:

**2.1** Прийняти ремонтний цикл згідно з наведеною структурою:

Рік ремонтного циклу	1	2	3	....
Вид ремонту				
Тривалість ремонту, кал. діб				

**2.2** Забезпечити виконання поданих планів і заходів, а також робіт в повному  
обсязі (з виключенням, добавленням наступних пунктів):

**2.2.1** У перший капітальний ремонт \_\_\_\_\_

**2.2.2** У процесі експлуатації \_\_\_\_\_

**2.2.3** При проведенні планових ремонтів \_\_\_\_\_

**3** Особлива думка членів комісії (не) має місце (див.додаток).

Голова комісії

\_\_\_\_\_ підпис, ініціали, прізвище

Члени комісії

\_\_\_\_\_ підпис, ініціали, прізвище

## Додаток 60

(рекомендований)

**Номенклатура і періодичність робіт  
з технічного обслуговування та ремонту гідротехнічних споруд (ГТС)  
і гідромеханічного обладнання (ГМО)**

**1 Гідротехнічні споруди****1.1 Технічне обслуговування:**

- візуальні огляди бетонних і земляних споруд (1 раз на місяць);
- замірювання осідання споруд (2 рази на рік);
- замірювання осідання зміщень (1 раз на місяць);
- замірювання рівнів води в п'єзометрах (2 рази на місяць);
- замірювання витрат води в дренажах (1 раз на місяць);
- замірювання рівнів води і температури в ВБ і НБ (1 раз на день);
- по дистанційній КВА ГТС (1 раз на місяць);
- чищення дренажів (не менше ніж 1 раз на місяць);
- ремонт КВА ГТС;
- повний цикл геодезичних замірів (1 раз на рік);
- обстеження ГТС залученими спеціалізованими організаціями;
- санітарне утримання території і приміщень всередині ГТС;
- виконання заходів з підготовки до зими і повені;
- підводні водолазні огляди і невеликі за обсягом підводно-технічні роботи.

Вищезазначені роботи проводяться у відповідності з річним і місячним затвердженими планами і графіками, інструкціями з експлуатації ГТС і спостереженнями за ними, програмами спостережень, з веденням регламентованої технічної документації, яка служить основою для складання обсягів ремонтних робіт і аналізу стану ГТС.

**1.2 Ремонт**

Спеціальні види ремонтних робіт:

- цементування будівельних швів і тріщин в бетоні на глибину 1—3 м (щорічно);
- цементування порожнин за металевим облицюванням проточної частини гідроагрегатів (щорічно) на одному з агрегатів на площі 2—12 кв.м;
- буріння водовідвідних додаткових дренажних свердловин (6—25 п.м. на рік);
- ремонт п'єзометрів і встановлення додаткових (1—2 шт. на рік);
- ремонт напірного дренажного колектора;
- ремонт бетонної поверхні даної частини спіральної камери і відсмоктувальної труби (щорічно на одному з агрегатів з обсягом бетону 0,5—1,2 куб.м);
- протикорозійний захист металевих поверхонь в проточній частині гідроагрегата (120—180 кв.м щорічно);
- ремонт і обладнання додаткових дренажних кюветів (15—80 п.м. щорічно);
- ремонт зовнішніх водоперехоплюючих і водовідвідних пристроїв;
- ремонт доріг, майданчиків, бордюрних огорожень;
- роботи з організованого відведення води, що профільтрувалася через температурно-осадові шви будівлі ГТС.

Цементні роботи, буріння дренажних свердловин, ремонт бетонної поверхні проточної частини виконуються персоналом РБУ Каскаду. Решта робіт — силами залучених організацій.

## 2 Гідромеханічне обладнання

### 2.1 Технічне обслуговування

Обслуговування затворів і сміттєзатримуючих решіток в основному проводиться згідно з "Типовой инструкцией по эксплуатации механического оборудования гидротехнических сооружений" (Союзтехэнерго, Москва, 1982), "Методическими указаниями по эксплуатационному контролю состояния затворов гидротехнических сооружений" (МУ 34-70-075- 84, Союзтехэнерго, Москва, 1984).

Періодичність оглядів (з дрібним ремонтом):

- затворів, що перекривають проточну частину гідроагрегатів з ВБ і НБ — перед кожною операцією (не менше ніж 6 разів на рік);
- затворів водозливання — перед пропуском паводка і в порядку підготовки до зими;
- сміттєзатримуючих решіток, повний огляд з вийманням — 1 раз на 5 років, підводний огляд — 1 раз на рік.

### 2.2 Ремонт

Виконуються деякі види ремонтних робіт:

- часткова заміна гумових ущільнень;
- часткова заміна кріплення ущільнень;
- часткова заміна опорних полозів з "масляніту";
- протикорозійний захист затворів (1 раз на три—чотири роки), решіток — 1 раз на 5 років.

## Листок реєстрації змін

Зміни	Номери аркушів				Всього аркушів у документі	№ документа	Вхідний № супровідного документа	Підпис	Дата
	змієних	замієних	нових	анульованих					



*Для заметок*

---

---

**Ключові слова:** дефект, документ технологічний, випробування, карта реєстрації результатів випробувань, метод ремонту агрегатний, модернізація діючого обладнання (модернізація), обслуговування технічне, періодичність технічного обслуговування (ремонт), тривалість технічного обслуговування (ремонт), ремонт, ремонт заводський, ремонт капітальний, ремонт позаплановий, ремонт плановий, ремонт середній, ремонт поточний, система технічного обслуговування і ремонту обладнання, будівель і споруд електростанцій і мереж (СТОІР), умови технічні на капітальний ремонт, установка, фонд обмінний, цикл ремонтний, креслення ремонтні, експлуатація.

Технічне редагування, нормоконтроль виконано  
ДП "Львівське конструкторське бюро"

Комп'ютерну верстку виконано видавцем ДП "НТУНЦ" АЕЕ

---

---

Підписано до друку 24.03.03 р. Формат 60x84/8. Папір офсетний 70 г/м<sup>2</sup>.  
Наклад 1500 прим. Зам. № 235-02.

---

---

Видавець: ДП «Науково-технічний учбово-консультаційний центр»  
Української науково-технічної електроенергетичної асоціації «АСЕЛЕНЕРГО»  
Свідоцтво про внесення суб'єкта видавничої справи до державного реєстру видавців,  
виготівників і розповсюджувачів видавничої продукції  
ДК № 1275 від 17.03.03 р.

Друк: видавництво «КВІЦ»  
04080, м. Київ, вул. Фрунзе, 19–21. Тел.: (044) 417-21-72, 462-48-51.  
Свідоцтво про внесення суб'єкта видавничої справи до державного реєстру видавців,  
виготівників і розповсюджувачів видавничої продукції  
ДК № 461 від 23.05.01 р.