

Державне підприємство
«Національна енергетична компанія «Укренерго»

СТАНДАРТ ПІДПРИЄМСТВА

ТЕХНІЧНА ПОЛІТИКА ДП «НЕК «УКРЕНЕРГО»
У СФЕРІ РОЗВИТКУ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ МАГІСТРАЛЬНИХ
ТА МІЖДЕРЖАВНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

СОУ НЕК 20.261:2017

Київ
2017

ПЕРЕДМОВА

- 1 ЗАМОВЛЕНО: ДП «НЕК «Укренерго»
- 2 РОЗРОБЛЕНО: ДП «НЕК «Укренерго»
- 3 РОЗРОБНИКИ: Д. Анохін, О. Брехт (керівник розробки),
Ю. Вошинський, П. Головко, А. Квицинський,
О. Кравчук, В. Московчук, О. Сологуб, Р. Усатий,
С. Фандуль, Г. Чолак, М. Головатюк, В. Редін,
О. Болдирєв
- 4 ВНЕСЕНО: Виробничо-технічний відділ
ДП «НЕК «Укренерго»
- 5 ПОГОДЖЕНО: Заступник директора з розвитку і експлуатації мережі
– технічний директор ДП «НЕК «Укренерго»
М. Белкін
- Начальник виробничо-технічного відділу
ДП «НЕК «Укренерго»
В. Московчук
- Директор з юридичного забезпечення
ДП «НЕК «Укренерго»
М. Юрков
- 6 ЗАТВЕРДЖЕНО ТА НАДАНО ЧИННОСТІ: наказ ДП «НЕК «Укренерго»
від 15.09.2017 р. № 299
- 7 НА ЗАМІНУ СОУ НЕК 20.261:2017 затвердженого наказом НЕК
«Укренерго» від 22.02.2017 р. №51
- 8 ТЕРМІН ПЕРЕВІРКИ: березень 2018 р.

Право власності на цей документ належить ДП «НЕК «Укренерго».

© ДП «НЕК «Укренерго», 2017

ЗМІСТ

	С.
1 Сфера застосування.....	1
2 Нормативні посилання.....	4
3 Терміни та визначення понять, позначення та скорочення.....	9
4 Основні цілі та завдання технічної політики.....	16
5 Технічна політика при плануванні нових об'єктів, реконструкції та технічному переоснащенні.....	19
6 Основні вимоги до обладнання підстанцій 220 – 750 кВ.....	23
6.1 Загальні положення.....	23
6.2 Розподільчі установки.....	24
6.3 Силові трансформатори, автотрансформатори та реактори.....	27
6.4 Комутаційні апарати.....	29
6.5 Вимірювальні трансформатори.....	31
6.6 Обмежувачі перенапруги.....	32
6.7 Пристрої компенсації реактивної потужності.....	34
6.8 Релейний захист та протиаварійна автоматика.....	34
6.9 Автоматизована система керування технологічними процесами підстанцій.....	49
6.10 Власні потреби підстанцій.....	54
6.11 Система живлення оперативним струмом.....	54
6.12 Засоби диспетчерського та технологічного керування.....	56
6.13 Метрологічне забезпечення.....	60
6.14 Система обліку електроенергії.....	62
6.15 Діагностика та моніторинг обладнання підстанцій.....	63

7 Лінії електропередавання.....	65
7.1 Повітряні лінії електропередавання.....	65
7.2 Кабельні лінії електропередавання.....	67
7.3 Діагностика та моніторинг ліній електропередавання.....	69
8 Основні вимоги до будівель та споруд.....	71
9 Інженерно-технічні заходи охорони енергетичних об'єктів.....	73
10 Енергозбереження та енергоефективність.....	74
11 Вимоги екологічної безпеки.....	76
12 Вимоги з інформаційної безпеки.....	82
13 Керування технічною політикою.....	83

ВСТУП

Стандарт підприємства «Технічна політика ДП «НЕК «Укренерго» у сфері розвитку та експлуатації магістральних та міждержавних електричних мереж» (далі – Технічна політика) розроблено відповідно до статті 16 Закону України «Про стандартизацію».

Технічна політика визначає основні напрями функціонування та розвитку магістральних і міждержавних електричних мереж у короткостроковій і довгостроковій перспективі через сукупність взаємозалежних технічних вимог, які, акцентуючи увагу на найбільш прогресивних технічних рішеннях, визначає перелік і межі застосування тих або інших технічних рішень, устаткування і технологій, спрямованих на підвищення технічного рівня процесів передавання, перетворення та розподілу електроенергії, рівня керування, експлуатації і перспективного розвитку електричних мереж.

Технічна політика деталізує і конкретизує положення чинних нормативних документів, які допускають варіанти, враховує положення міжнародних стандартів, кодексів усталеної практики та змін до них (якщо вони вже прийняті або перебувають на завершальній стадії розроблення, або відповідних їх частин, крім випадків, якщо такі стандарти, кодекси та зміни є неефективними або невідповідними, зокрема з огляду на недостатній рівень захисту, суттєві кліматичні чи географічні фактори або технологічні проблеми) та відповідає сучасному рівню наукових досягнень, знань і практики.

Нова редакція стандарту підприємства «Технічна політика» розроблена у зв'язку з настанням терміну перегляду документа СОУ НЕК 20.261:2017.

СТАНДАРТ ПІДПРИЄМСТВА

**Технічна політика ДП «НЕК «Укренерго»
у сфері розвитку та експлуатації магістральних
та міждержавних електричних мереж**

Чинний від _____

1 СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

Стандарт підприємства «Технічна політика ДП «НЕК «Укренерго» у сфері розвитку та експлуатації магістральних та міждержавних електричних мереж» (далі – Технічна політика) визначає основні організаційно-технічні заходи, напрями і шляхи підвищення ефективності функціонування, експлуатації та розвитку магістральних і міждержавних електричних мереж ОЕС України.

Технічна політика встановлює сукупність управлінських, технічних і організаційних заходів на найближчу та довгострокову (10 – 20 років) перспективу, спрямованих на підвищення ефективності та економічності функціонування, покращення технічного рівня, надійності та безпеки основного і допоміжного обладнання магістральних та міждержавних електричних мереж (далі – ММЕМ), з дотриманням сучасних екологічних вимог на основі апробованих під час експлуатації інноваційних технічних рішень та технологій.

Технічна політика створюється з метою узагальнення наявного досвіду експлуатації, встановлення єдиних технічних вимог у сфері розвитку

(технічного переоснащення, реконструкції, нового будівництва) об'єктів ММЕМ, використання найкращих практик і особливостей застосування сучасного електротехнічного устаткування та проектних рішень провідних світових і вітчизняних виробників для покращення надійності та економічності функціонування системоутворюючої електричної мережі, а також надання якісних послуг при здійсненні процесу передачі електричної енергії як в межах ОЕС України, так і за умови її інтеграції в загальноєвропейську континентальну енергетичну систему ENTSO-E при дотриманні критеріїв конкурентності, прозорості, відкритості та доступності.

Технічна політика є стандартом підприємства, обов'язковим для використання та застосування ДП «НЕК «Укренерго» і його відокремленими підрозділами. Дотримання вимог та положень Технічної політики є обов'язковим для науково-дослідних, проектно-вишукувальних, ремонтних, будівельно-монтажних і налагоджувальних організацій, що виконують роботи (надають послуги) із забезпечення функціонування, експлуатації і розвитку ММЕМ, а також інших суб'єктів електроенергетичного комплексу та власників об'єктів електричних мереж, в контексті реалізації договірних зобов'язань (договори про приєднання, паралельну роботу, оперативно-технічне обслуговування тощо) з ДП «НЕК «Укренерго».

Застосування вимог Технічної політики здійснюється під час підготовки, розроблення, видачі, розгляду, схвалення (погодження та затвердження) і реалізації положень:

- схем/програм/планів перспективного розвитку як окремих регіональних електроенергетичних систем (їх частин), так і ОЕС України в цілому;
- інвестиційних програм ДП «НЕК «Укренерго» та його відокремлених підрозділів, а також окремих суб'єктів електроенергетичної галузі (в разі залучення Міністерством енергетики та вугільної промисловості України представників підприємства до їх розгляду);
- проектів нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення об'єктів ММЕМ та їх функціональних складових (АСКТП,

ЗДТУ, РЗ і ПА, АСОЕ, АСКПЯЕ, моніторингу та діагностики устаткування тощо), в тому числі відповідних завдань на проектування;

- технічних умов на приєднання та технічних завдань на виконання проектування об'єктів нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення, реалізація яких здійснюватиметься в рамках реалізації положень договорів на приєднання;

- проектної документації розвитку об'єктів ММЕМ;

- специфікацій на замовлення первинного та вторинного електротехнічного устаткування, пристроїв передачі інформації, зв'язку для їх встановлення на об'єктах ММЕМ та суміжних енергооб'єктах (в разі необхідності забезпечення їх технологічної сумісності).

Технічна політика визначає сукупність взаємопов'язаних технічних вимог, перелік і межі їх використання, що доповнюють та конкретизують положення існуючих нормативних документів, сприяє широкому застосуванню найбільш прогресивних та інноваційних технічних рішень, обладнання і технологій, спрямованих на підвищення надійності та ефективності передачі електричної енергії, розвитку, експлуатації та функціонування об'єктів ММЕМ.

Реалізація положень Технічної політики повинна передбачати виконання національних та міжнародних енергетичних стандартів (регламентів) і нормативно-технічних документів. В разі наявності відмінних вимог щодо застосування ідентичних технічних рішень або параметрів устаткування в національних та міждержавних нормативних документах перевага надається вимогам міждержавних документів при умові наявності рішення щодо можливості їх застосування від національного органу (комітету), що здійснює діяльність зі стандартизації в електроенергетиці.

Технічна політика не регулює економічну діяльність суб'єктів господарювання у сфері електроенергетики та будь-яких інших господарюючих суб'єктів, які діють на суміжних ринках, установлення яких відповідно до чинного законодавства покладено на орган, що здійснює державне регулювання діяльності у сферах енергетики та комунальних послуг.

Цей стандарт підприємства «Технічна політика» вводить на півроку та підлягає у подальшому перегляду та/або коригуванню один раз на п'ять років або частіше, в разі запровадження нового обладнання та технологій, що потребуватиме змін принципових підходів до процесів проектування, розвитку, функціонування та експлуатації об'єктів ММЕМ.

2 НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

У цьому стандарті є посилання на такі нормативні документи:

Закон України «Про ринок електричної енергії»

Закон України «Про стандартизацію»

Закон України «Про технічні регламенти та оцінку відповідності»

Закон України «Про охорону навколишнього природного середовища»

Закон України «Про екологічну експертизу»

Закон України «Про метрологію та метрологічну діяльність»

Закон України «Про регулювання містобудівної діяльності»

Постанова Кабінету Міністрів України від 13.01.2016 № 94 «Про затвердження Технічного регламенту законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки»

Постанова Кабінету Міністрів України від 29.06.2011 № 771 «Про затвердження Порядку залучення громадськості до обговорення питань щодо прийняття рішень, які можуть впливати на стан довкілля»

Конвенція про оцінку впливу на навколишнє середовище у транскордонному контексті, ратифікована Законом України від 19.03.1999 № 534-XIV «Про ратифікацію Конвенції про оцінку впливу на навколишнє середовище у транскордонному контексті»

ДСТУ 1.2:2015 Національна стандартизація. Правила проведення робіт з національної стандартизації

ДСТУ 1.5:2015 Національна стандартизація. Правила розроблення, викладання та оформлення національних нормативних документів

ДСТУ 3429-96 Електрична частина електростанції та електричної мережі.
Терміни та визначення

ДСТУ 3440-96 Системи енергетичні. Терміни та визначення

ДСТУ 4462.3.01:2006 Охорона природи. Поводження з відходами.
Порядок здійснення операцій

ДСТУ OHSAS 18001:2010 (OHSAS 18001:2007) Системи управління
гігієною та безпекою праці. Вимоги

ДСТУ-Н Б А.2.2-5:2007 Проектування. Настанова з розроблення та
складання енергетичного паспорта будинків при новому будівництві та
реконструкції

ДСТУ IEC 60870-5-104:2014 Пристрої та системи телемеханіки. Частина
5-104. Протоколи передавання. Доступ до мережі згідно з IEC 60870-5-101 із
використанням стандартних профілів передавання даних (IEC 60870-5-
104:2006, IDT)

ДСТУ IEC 61850 Комунікаційні мережі та системи на підстанціях

ДСТУ IEC/TS 62351 Керування енергетичними системами та пов'язаний
з ним інформаційний обмін. Безпека даних та комунікацій

ДСТУ ISO 14001:2015 (ISO 14001:2015, IDT) Системи екологічного
управління. Вимоги та настанови щодо застосування

ДБН В.1.1-7-2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні
вимоги

ДБН В.2.6-31:2016 Конструкції будинків та споруд. Теплова ізоляція
будівель

ДБН А.2.2-1-2003 Проектування. Склад і зміст матеріалів оцінки впливів
на навколишнє середовище (ОВНС) при проектуванні та будівництві
підприємств, будинків і споруд

ДБН В.1.1-31:2013 Захист територій, будинків і споруд від шуму

ДБН А.2.2-3-2014 Склад та зміст проектної документації на будівництво

ДБН В.2.5-56:2014 Системи протипожежного захисту

IEC 62439-3:2016 Industrial communication networks – High availability automation networks – Part 3: Parallel Redundancy Protocol (PRP) and High-availability Seamless Redundancy (HSR) (Промислові мережі зв'язку. Мережі з високою готовністю до автоматичної обробки – Частина 3: Нова концепція паралельного та кільцевого резервування)

ДСТУ IEC 62067:2014 (IEC 62067:2011, IDT) Кабелі силові з екструдованою ізоляцією та арматура до них для номінальних напруг понад 150 кВ до 500 кВ. Методи випробувань та вимоги

ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения (Електрична енергія. Сумісність технічних засобів електромагнітна. Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення)

ГОСТ 14254-96 (МЭК 629-89) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP) (Ступені захисту, які забезпечуються оболонками (код IP))

ГОСТ 34.201-89* Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем (Інформаційна технологія. Комплекс стандартів на автоматизовані системи. Види, комплектність та позначення документів при створенні автоматизованих систем)

ГОСТ 34.602-89* Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы (Інформаційна технологія. Комплекс стандартів на автоматизовані системи. Технічне завдання на створення автоматизованої системи)

ГКД 341.004.001-94 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с напряжением 6-750 кВ

ГКД 340.000.001-95 Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Загальні методичні положення

ГКД 340.000.002-97 Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі

ГКД 34.20.507-2003 Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила (із змінами)

ГКД 34.35.108-2004 Керівні вказівки з протиаварійної автоматики енергосистем. Інструкція

ГКД 34.35.604-96 Технічне обслуговування пристроїв релейного захисту, протиаварійної автоматики, електроавтоматики, дистанційного керування та сигналізації електростанцій і підстанцій 110 – 750 кВ. Правила

НАПБ 05.028-2004 Протипожежний захист енергетичних підприємств, окремих об'єктів та енергоагрегатів. Інструкція з проектування і експлуатації

НАПБ А.01.001 -2014 Правила пожежної безпеки в Україні

СОУ-Н ЕЕ 20.178:2008 Схеми принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова

СОУ-Н ЕЕ 20.502:2007 Повітряні лінії електропередавання напругою 35 кВ і вище. Інструкція з експлуатації

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

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

СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49:2011 (у ред. 2017 р.) Проектування кабельних ліній напругою до 330 кВ. Настанова

СОУ-Н-МЕВ 40.1-37471933-50:2011 Монтаж кабельних ліній електропередавання напругою 110-330 кВ. Інструкція

СОУ-Н ЕЕ 40.12-00100227-46:2011 Контроль технічного стану опорно-стрижневих ізоляторів за допомогою ультразвукового (акустичного) методу та засобами інфрачервоної техніки. Норми їх дефектації

СОУ-Н ЕЕ 40.12-00100227-47:2011 Обмежувачі перенапруг нелінійні напругою 110 – 750 кВ. Настанова щодо вибору та застосування

СОУ-Н МЕВ 40.1-00100227-68:2012 Стійкість енергосистем. Керівні вказівки

СОУ-Н МЕВ 40.1-00100227-70:2012 Проектування підстанцій з комплектними розподільними установками елегазовими напругою 110 кВ і вище. Правила

СОУ-Н МЕВ 40.1-00013741-73:2012 Допоміжні заходи із забезпечення сталого функціонування об'єднаної енергетичної системи України. Перелік та положення про їх реалізацію

СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014 Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище

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

СОБУ МЕВ ЕЕ 40.1-00100227-01:2016 Стандарт операційної безпеки функціонування Об'єднаної енергетичної системи України. Побудова та експлуатація електричних мереж. Технічна політика

РД 50-34.698-90 Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов (Автоматизовані системи. Вимоги до змісту документів)

Правила улаштування електроустановок (ПУЕ)

СОУ-Н МПЕ 007:2008 (у ред. 2016 р.) Правила взаємовідносин між державним підприємством «Національна Енергетична компанія «Укренерго» та суб'єктами (об'єктами) електроенергетики в умовах паралельної роботи в складі об'єднаної енергетичної системи України

*чинні до 01.01.2018

3 ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ, ПОЗНАЧЕННЯ ТА СКОРОЧЕННЯ

3.1 Терміни та визначення

У цьому стандарті використано такі терміни та визначення позначених ними понять:

автоматизована система обліку електроенергії

Сукупність засобів вимірювальної техніки (лічильників, трансформаторів струму, трансформаторів напруги та їх кіл) та/або локального устаткування збору та обробки даних засобів обліку, каналів зв'язку, пристроїв приймання, обробки та відображення інформації, апаратного та програмного забезпечення, а також баз даних обліку, функціонально об'єднаних з метою забезпечення збору, обробки та передачі результатів вимірювань і формування даних обліку, які використовуються в процесі обліку електроенергії, формування балансів електроенергії різного ступеня деталізації для забезпечення діяльності з купівлі-продажу електричної енергії суб'єктами ринку електричної енергії України

автоматизована система керування технологічними процесами підстанції

Програмно-технічний комплекс автоматизації підстанції, який інтегрує у своєму складі підсистеми збору та передавання інформації з параметрами роботи устаткування підстанції, його діагностики і моніторингу оперативного та технологічного стану, керування колами первинної та вторинної комутації, релейного захисту і автоматики, інженерних систем підстанції, який забезпечує обслуговуючому персоналу автоматизацію виконання їх завдань з керування технологічними процесам підстанції у повному обсязі

діагностика

Методи і засоби визначення технічного стану устаткування та обладнання об'єктів електричних мереж

електропередавальне підприємство

Суб'єкт господарювання, який має у власності або управлінні об'єкти магістральних та міждержавних електричних мереж і здійснює діяльність з передачі електричної енергії відповідно до ліцензії

енергопостачальна компанія

Суб'єкт оптового ринку електричної енергії, що купує електричну енергію на цьому ринку з метою її продажу та/або постачання споживачам або з метою її експорту та/або імпорту

інформаційна безпека

Стан захищеності систем обробки і зберігання даних, при якому забезпечено конфіденційність, доступність і цілісність інформації, який забезпечується комплексом заходів, спрямованих на забезпечення захищеності інформації від несанкціонованого доступу з метою ознайомлення, перевірки, оприлюднення, копіювання, внесення змін, руйнування чи знищення

капітальний ремонт

Комплекс робіт з відновлення характеристик основних фондів та обладнання об'єктів електричних мереж

метрологічне забезпечення електричних вимірювань

Установлення та застосування наукових і організаційних основ, технічних засобів, правил і норм, необхідних для досягнення необхідної точності вимірювань

моніторинг

Безперервний контроль параметрів устаткування та обладнання об'єктів електричних мереж, режимів їх роботи із застосуванням автоматизованих систем, які забезпечують збір, зберігання та оброблення інформації в режимі реального часу

нове будівництво

Будівництво об'єктів електричних мереж для створення нових виробничих потужностей, яке здійснюють на спеціально відведених земельних ділянках

об'єкти магістральних і міждержавних електричних мереж (об'єкти електричних мереж)

Лінії електропередавання, підстанції та інші електроустановки номінальною напругою 220 кВ і вище, які використовують для передачі електричної енергії від виробника до пунктів підключення розподільчих (місцевих) мереж або здійснення паралельної роботи об'єднаної енергетичної системи України з енергосистемами суміжних країн, а також експорту та імпорту електричної енергії

оперативно-інформаційний комплекс (ОІК)

Сукупність функціонально об'єднаних, метрологічно атестованих програмних, інформаційних і технічних засобів, призначених для вирішення завдань із збору та оброблення даних вимірювань, які надходять від засобів вимірювання, а також збору, оброблення, зберігання і відображення результатів вимірювань

оперативно-диспетчерське (диспетчерсько-технологічне) керування

комплекс робіт з централізованого керування технологічними режимами роботи об'єктів електричних мереж та енергорозподільчих пристроїв споживачів і виробників електричної енергії, якщо ці об'єкти та пристрої впливають на електроенергетичний режим роботи енергетичної системи і їх включено відповідним суб'єктом оперативно-диспетчерського керування в електроенергетиці до переліку об'єктів, які підлягають такому управлінню

оператор системи електропередачі

Суб'єкт ринку електричної енергії, який здійснює діяльність з передачі електроенергії магістральними та міждержавними електричними мережами або розподільчими (місцевими) електричними мережами відповідно до ліцензії

проектна документація

Затверджені графічні і текстові матеріали, що визначають об'ємно-планувальні, конструктивні та технічні рішення для замовлення обладнання, нового будівництва, реконструкції, капітального ремонту та технічного

переоснащення об'єктів електричних мереж, а також освоєння та благоустрою земельних ділянок

реконструкція

Перебудова існуючих об'єктів електричних мереж, пов'язана із зміною основних техніко-економічних показників цих об'єктів, підвищенням їх технічного рівня та надійності, розширенням виробничих площ, поліпшенням умов експлуатації та охорони навколишнього середовища

технічне переоснащення

Комплекс заходів щодо підвищення техніко-економічного рівня існуючих об'єктів електричних мереж на основі впровадження передової техніки та технології, механізації й автоматизації виробництва, модернізації та заміни застарілого і фізично зношеного устаткування новим, більш продуктивним, а також щодо удосконалення інженерних конструкцій та допоміжних систем. Технічне переоснащення діючих об'єктів здійснюють, як правило, без розширення виробничих площ за проектами і кошторисами на окремі об'єкти або види робіт

якість електричної енергії

Ступінь відповідності параметрів електричної енергії їх установленим значенням. Показники якості електричної енергії унормовано відповідними міждержавними та державними стандартами.

3.2 Позначення та скорочення

У цьому стандарті використано такі позначення та скорочення:

АБ — акумуляторна батарея;

АВР — автоматичне введення резерву;

АЕС — атомна електростанція;

АЛАР — автоматика ліквідації асинхронного режиму;

АОЗН — автоматика обмеження зниження напруги;

АОПН — автоматика обмеження підвищення напруги;

АПВ – автоматичне повторне включення;

АРМ – автоматизоване робоче місце;

АСК – автоматизована система керування;

АСКПЯЕ – автоматизована система контролю показників якості електроенергії;

АСОЕ – автоматизована система обліку електроенергії;

АСОЕ ЛР – автоматизована система обліку електроенергії локального рівня;

АСКТП – автоматизована система керування технологічними процесами;

АТ – автотрансформатор;

ГЗТ – грозозахисний трос;

ВН – висока напруга;

ВОЛЗ – волоконно-оптична лінія зв'язку;

ВП – власні потреби;

ВРУ – відкрита розподільча установка;

ВЧКЗ – високочастотний канал зв'язку;

ГЩК – головний щит керування;

ЕС – електроенергетична система;

ЗВТ – засоби вимірювальної техніки;

ЗДТУ – засоби диспетчерського та технологічного керування;

ЗІП – запасні частини і прилади;

ЗПП – зарядно-підзарядний пристрій;

ЗПК – закритий пункт керування;

ЗРУ – закрита розподільча установка;

КЗ – коротке замикання;

ІТ – інформаційні технології;

ККД – коефіцієнт корисної дії;

КМУ – Кабінет Міністрів України;

КЛ — кабельна лінія;
КР — компенсаційний реактор;
КРУЕ — комплектна розподільча установка елегазова;
ЛЕП — лінія електропередавання;
ММЕМ — магістральні і міждержавні електричні мережі;
МП — мікропроцесорний пристрій;
НН — низька напруга;
НТР — науково-технічна рада;
ОАПВ — однофазне автоматичне повторне включення;
ОВНС — оцінка впливів навколишнього середовища;
ОЕС — об'єднана електроенергетична система;
ОІК — оперативно-інформаційний комплекс;
ОПН — обмежувач перенапруги нелінійний;
ПА — протиаварійна автоматика;
ПВХ — полівінілхлорид;
ПКД — проектно-кошторисна документація;
ПЛ — повітряна лінія електропередавання;
ПРВВ — пристрій резервування відмови вимикачів;
ПС — підстанція;
РЗА — релейний захист і автоматика;
РУ — розподільча установка;
РПН — регулювання напруги під навантаженням;
СН — середня напруга;
СОПС — система оперативного постійного струму;
ТАПВ — трифазне автоматичне повторне включення;
ТЕО — техніко-економічне обґрунтування;

ТН – трансформатор напруги;

ТО – технічне обслуговування;

ТПР – трансформатор поперечного регулювання;

ТС – трансформатор струму;

ЦОД – центр оброблення даних;

ШАПВ – швидкодіюче автоматичне повторне включення;

ШР – шунтувальний реактор;

ЩПС – щит постійного струму;

DNP 3.0 – (Distributed Network Protocol) – розподільний мережевий протокол;

HSR – (High-availability Seamless Redundancy) – безперервне резервування високої працездатності;

ODBC – (Open Database Connectivity) – відкритий інтерфейс доступу до баз даних;

OPC – (OLE for Process Control, Object-Linking and Embedding for Process Control) – зв'язування та впровадження об'єктів для керування процесом;

SNMP – (Simple Network Management Protocol) – простий протокол керування мережею;

(S)NTP – (Simple) Network Time Protocol) – (простий) протокол часу мережі;

PTP – (Precision Time Protocol) – протокол точного часу;

PRP – (Parallel Redundancy Protocol) – протокол паралельного резервування;

VLAN – (Virtual Local Area Network) – віртуальна локальна мережа.

4 ОСНОВНІ ЦІЛІ ТА ЗАВДАННЯ ТЕХНІЧНОЇ ПОЛІТИКИ

В умовах формування конкурентоздатної моделі ринку електричної енергії України, підготовки ОЕС України до об'єднання з європейською континентальною електроенергетичною системою ENTSO-E, відповідної імплементації та гармонізації нормативно-технічної та нормативно-правової основи функціонування енергетичного сектора країни в контексті побудови взаємовідносин учасників ринку, а також зважаючи на фактичний стан обладнання ММЕМ та ступінь відповідальності при забезпеченні надійної і сталої роботи енергетичного об'єднання, що має на меті задоволення попиту на електричну енергію належної якості для всіх категорій споживачів та, відповідно – енергетичну безпеку і незалежність держави, головними стратегічними цілями технічної політики мають бути:

- перехід до принципово інших підходів щодо реконструкції та технічного переоснащення об'єктів ММЕМ з виключенням практики тривалої повузлової (поелементної) заміни обладнання, а саме – до комплексного переоснащення та оновлення основного та допоміжного обладнання об'єкта;

- можливість роботи новозбудованих, реконструйованих і технічно переоснащених підстанцій ММЕМ без постійного експлуатаційного та оперативного персоналу. Водночас, уніфікація та типовість технічних рішень щодо відповідних об'єктів, а також обсяг інформативності технологічного процесу має забезпечувати можливість їх періодичного обслуговування (експлуатації), а також виконання вимог нормативних документів у контексті здійснення оперативних перемикань та безпеки виконання робіт оперативно-виїзним персоналом;

- використання сучасних типів основного електротехнічного устаткування, термін експлуатації якого до необхідності проведення капітальних ремонтів (якщо інше не передбачено вимогами заводу-виробника) або його заміни становить не менше 30 років. При цьому протягом життєвого циклу функціонування зазначене устаткування має потребувати мінімального втручання або обслуговування експлуатуючим персоналом;

– ремонт пошкодженого устаткування як на реконструйованих, так і на існуючих об'єктах, за виключенням високотехнологічного (термін виготовлення якого становить більше шести місяців), а також відсутнього в аварійному запасі обладнання, має здійснюватися шляхом заміни на аналогічне (за характеристиками та параметрами);

– повна автоматизація та керованість обладнанням ММЕМ, запровадження систем діагностики устаткування, в тому числі систем безперервного моніторингу режимів роботи ОЕС України (усталених, перехідних, аварійних, коливальної стійкості тощо);

– підвищення точності вимірювань і обліку електроенергії;

– випереджальний розвиток систем ІТ-комунікацій з використанням функціональних можливостей існуючих ММЕМ (заміна грозозахисного тросу (ГЗТ) на трос з вбудованим оптико-волоконними каналами) для забезпечення абсолютної спостережуваності електричної мережі, надійних та захищених каналів передачі оперативно-технологічної інформації, керування обладнанням, систем захисту (в тому числі фізичного) та зв'язку, онлайн-моніторингу технічного стану об'єктів, контролю якості та термінів виконання робіт на існуючих об'єктах ММЕМ, а також якісного інформаційного обміну та взаємодії з усіма суб'єктами ринку електричної енергії;

– перегляд існуючих та розробка нових нормативно-технічних документів з питань обслуговування, функціонування та експлуатації об'єктів ММЕМ, основним пріоритетом нормування в яких буде забезпечення можливості та організаційно-технічної сумісності застосування сучасного (інноваційного) устаткування на підстанціях та ЛЕП ММЕМ, обґрунтування запровадження цифрових та повністю автоматизованих підстанцій ММЕМ, оптимізація експлуатаційних витрат та, відповідно, кількості персоналу з переходом до обслуговування «за станом», з врахуванням об'єднання ОЕС України з Європейською континентальною енергосистемою ENTSO-E тощо;

– застосування виважених та, за можливості, уніфікованих електротехнічних рішень з обґрунтованою оптимізацією головних схем

електричних з'єднань підстанцій, витрат електроенергії на власні потреби, підвищення точності вимірювань обліку електроенергії;

– забезпечення якісної професійної підготовки оперативно-виїзного персоналу з урахуванням упровадження нових технологій та інноваційного устаткування. Формування принципів доступності, відповідно до яких за будь-якої вимоги (поточне обслуговування, оперативні перемикання, ліквідація аварійної ситуації) персонал, забезпечений усіма необхідними засобами, має прибути на відповідний об'єкт та розпочати роботу за час, не більший двох годин (для лінійного об'єкта – не більший шести годин);

– мінімізація впливу на навколишнє середовище нового будівництва, реконструкції, технічного переоснащення, експлуатації та ремонту будь-якого об'єкта ММЕМ;

– перегляд існуючих та розробка нових національних стандартів до первинного та вторинного електротехнічного устаткування у відповідності з міжнародними.

За відповідних цілей основними завданнями технічної політики у сфері побудови та експлуатації об'єктів ММЕМ мають бути:

– прийняття і реалізація послідовних, обґрунтованих та комплексних технічних рішень щодо розвитку об'єктів ММЕМ на середньострокову та довгострокову перспективу;

– надійна передача електричної енергії з урахуванням регламентованих показників якості та дотримання критеріїв стійкості ОЕС України;

– технічна підготовка до об'єднання ОЕС України з європейською континентальною енергосистемою ENTSO-E, інтеграції ринків електричної енергії, надійного транскордонного обміну електричною енергією;

– забезпечення технічної можливості доступу до об'єктів ММЕМ за принципами рівних прав і можливостей, задоволення попиту та максимальне сприяння конкуренції, прозорості і публічності на ринку електричної енергії;

- економічна ефективність реалізованих заходів при комплексному досягненні зазначених вище цілей, оптимізація витрат на передачу електричної енергії при підвищенні якості надання відповідних послуг;
- формування та реалізація комплексної стратегії інноваційного розвитку об'єктів ММЕМ з метою покращення стану основних фондів;
- формування технічної ідеології розбудови та функціонування електроенергетичного сектора країни шляхом широкого діалогу та співпраці між учасниками ринку електричної енергії всередині та зовні країни.

5 ТЕХНІЧНА ПОЛІТИКА ПРИ ПЛАНУВАННІ НОВИХ ОБ'ЄКТІВ, РЕКОНСТРУКЦІЇ ТА ТЕХНІЧНОМУ ПЕРЕОСНАЩЕННІ

Планування будівництва нових об'єктів ММЕМ здійснюється з урахуванням розробки/виконання допроектних робіт «Схема перспективного розвитку електроенергетичних систем/ОЕС України», а також Плану розвитку ОЕС України на подальші 10 років. Приймаючи до уваги складність і тривалість процедури відведення земельних ділянок для розташування нових підстанцій та ПЛ напругою 330 кВ і вище, рекомендації щодо необхідності спорудження згаданих вище елементів ММЕМ мають надаватися, виключно, як остання можливість забезпечення нормативних умов стійкості і надійності ОЕС України, в тому числі за результатами оцінки потенційних збитків при вірогідному обмеженні електропостачання споживачів або видачі потужності енергогенеруючих об'єктів, а також врахуванні положень стандарту підприємства «Методологія аналізу витрат і вигод проектів розвитку електричних мереж» (на розгляді). При цьому мають бути опрацьовані всі можливості щодо розвитку/реконструкції існуючих об'єктів ММЕМ та інших суб'єктів ринку електричної енергії (встановлення додаткових трансформаторів або заміна на більш потужні, реконструкція існуючих ПЛ з підвищенням їх пропускної спроможності шляхом заміни проводу або переводу з одноколового в двоколове виконання, запровадження вставок постійного струму та/або компенсуючих пристроїв на об'єктах електричних мереж, заміна пристроїв

релейного захисту для зменшення тривалості збурення тощо). При спорудженні нових ПЛ напругою 330 кВ і вище обсяг реконструкції кінцевих розподільчих пристроїв має обмежуватися заходами, необхідними виключно для комутації (введення в експлуатацію) нового елемента передачі електричної енергії.

Будівництво нових підстанцій ММЕМ має реалізовуватися з урахуванням очікуваної відсутності на них обслуговуючого (оперативного, оперативно-виробничого та виробничого) персоналу. Рішення щодо припинення постійного знаходження на підстанції персоналу ДП «НЕК «Укренерго», який відповідає за організацію процесу будівництва і введення в експлуатацію конкретного об'єкта після введення його в експлуатацію, приймає технічний директор (головний інженер).

Характеристики застосовуваного на підстанції первинного та вторинного електротехнічного устаткування мають відповідати критеріям надійності, безпеки, довговічності, готовності, відсутності необхідності ремонтного та періодичного обслуговування (за виключенням необхідності ремонту устаткування з урахуванням поточних технічних та діагностичних перевірок і відповідного контролю, що здійснюється після введення його в експлуатацію). Введення підстанції в експлуатацію має здійснюватися з урахуванням передбачених проектом пристроїв моніторингу, діагностики та спостереження (відеонагляду: технологічного та охоронного) в обсязі, достатньому для можливості дистанційного нагляду і контролю за основними технологічними процесами та станом основного і вторинного устаткування, що визначає критерій готовності підстанції в цілому. Забороняється розташування на підстанції розподільчих пристроїв напругою 6 – 35 кВ, від яких здійснюється електропостачання споживачів енергопостачальних компаній.

При наявності на об'єкті ММЕМ розподільчих пристроїв напругою 110 – 150 кВ капітальний ремонт комутаційного устаткування (вимикачів, роз'єднувачів) здійснюється відповідно до рекомендацій заводу-виробника зазначеного обладнання. Розташування нових об'єктів ММЕМ, за можливості, має здійснюватися біля існуючих вузлових підстанцій, які належать

енергопостачальним компаніям, що обумовлюватиме використання відповідних підстанцій як розподільчого пристрою середньої напруги об'єкта ММЕМ. Відповідне рішення має прийматися варіативно з урахуванням зміни (збільшення) довжини заходів ПЛ напругою 330 кВ і вище, а також необхідності реконструкції існуючого об'єкта напругою 110 – 150 кВ (розширення, заміни комутаційних апаратів тощо), на підставі відповідного техніко-економічного обґрунтування.

Реконструкція та технічне переоснащення існуючих підстанцій напругою 220 кВ і вище має здійснюватися виключно з реалізацією комплексного підходу – повна почергова заміна устаткування, починаючи з обладнання вищої напруги, автотрансформаторних зв'язків (за необхідності з урахуванням їх фактичного технічного стану), пристроїв РЗ і ПА, зв'язку, телемеханіки, обліку, обладнання середньої і низької напруги. Реконструкція існуючих підстанцій напругою 220 кВ і вище ММЕМ без реалізації на них повноцінної АСКТП забороняється. При реконструкції існуючих підстанцій напругою 220 кВ і вище ММЕМ має реалізовуватися незалежна (типова) схема живлення власних потреб, від якої не здійснюватиметься електропостачання сторонніх споживачів. У разі наявності на існуючому об'єкті ММЕМ розподільчих пристроїв напругою 6 – 35 кВ, які живлять сторонніх споживачів (окрім резерву живлення власних потреб підстанції), їх електропостачання переводиться на суміжні об'єкти розподільчих електричних мереж або реалізовується будівництво виносних розподільчих пристроїв напругою 6 – 35 кВ, які в подальшому можуть відчужуватись (разом із земельною ділянкою, на якій вони розташовані) шляхом проведення процедур купівлі-продажу, передбачених чинним законодавством.

Черговість виконання реконструкції/технічного переоснащення діючих підстанцій ММЕМ напругою 220 кВ і вище формується і визначається з урахуванням таких факторів:

– фактичний ступінь реконструкції/технічного переоснащення підстанції (кількість заміненого основного силового і вторинного устаткування);

- термін експлуатації устаткування підстанції та його фактичний стан;
- наявність надійних і захищених каналів зв'язку/передачі інформації з потрібною швидкістю або можливість низьковитратного їх улаштування для організації повноцінної АСКТП та дистанційного способу керування підстанцією;
- ступінь зносу основних фондів (основного устаткування підстанції), а також наявна статистика пошкоджуваності і витрат на ремонтне і експлуатаційне обслуговування (відповідно до діючих нормативних документів та реальних витрат від терміну виконання останнього капітального ремонту);
- наявність в експлуатації устаткування, яке зняте з виробництва, а також щодо якого припинений випуск запасних частин і комплектуючих;
- динаміка зміни споживання енерговузла, електропостачання якого здійснюється від конкретної підстанції, а також статистика запитів від суб'єктів ринку електричної енергії щодо приєднання їх електроустановок до відповідної підстанції (запити щодо розробки ТЕО, видані технічні умови, плани/програми розвитку суб'єктів ринку електричної енергії тощо);
- можливість формування повноцінного ремонтного запасу повузлового призначення з обладнання, демонтованого з інших підстанцій ММЕМ, технічний стан якого після виконання відновлювального ремонту дозволить його подальше використання на інших об'єктах ММЕМ;
- економічний ефект (термін окупності капіталовкладень) від реконструкції/технічного переоснащення підстанції знаходиться в межах до 10 років;
- надійності наявних схем електричних мереж 110-330 кВ;
- обмеження кількості проектів комплексної реконструкції підстанцій, що реалізуються в межах одного структурного підрозділу.

Пріоритетний перелік реконструкції/технічного переоснащення існуючих підстанцій визначається шляхом інтегрального ефекту від дотримання перелічених факторів. Для визначення кількісних/якісних показників зазначених вище факторів використовується нормативний документ

«Методологія аналізу витрат і вигод проектів розвитку електричних мереж». При цьому підстанції, що знаходитимуться в останній третині списку, мають бути забезпечені замінним/ремонтним фондом устаткування. Інвестиційна діяльність щодо таких підстанцій обмежується виключно реалізацією заходів щодо запровадження АСКТП (комплексної реконструкції пристроїв РЗ і ПА, телемеханіки, зв'язку, обліку, керування, моніторингу, діагностики тощо). Організація планового ремонту устаткування підстанцій, які формують останню третину пріоритетного переліку, після запровадження АСКТП, здійснюється вахтовим/бригадним методом.

6 ОСНОВНІ ВИМОГИ ДО ОБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЙ 220 – 750 кВ

6.1 Загальні положення

Тенденція до постійного росту споживчої потужності вимагає нових підходів та технічних рішень при будівництві та реконструкції підстанцій. Перед ДП «НЕК «Укренерго» стоїть завдання забезпечити надійне та якісне передавання електроенергії, основою для виконання якого є створення сучасних підстанцій, що відповідають вимогам в частині оптимальної надійності обладнання при безперервній роботі та низької вартості експлуатаційного обслуговування впродовж усього терміну експлуатації.

Технічна політика в даній сфері вимагає:

- застосування сучасного обладнання високої надійності та з мінімальною потребою в обслуговуванні;
- зменшення займаної площі в містах шляхом використання комплектних розподільчих установок з елегазовою ізоляцією (КРУЕ) та нових конструктивних рішень;
- створення підстанцій без постійного обслуговуючого персоналу;
- автоматизації технологічного процесу;
- застосування систем моніторингу технічного стану та діагностики підстанційного обладнання.

6.2 Розподільчі установки

6.2.1 При плануванні будівництва нових та реконструкції діючих підстанцій напругою 220 – 750 кВ, схему та тип розподільчої установки (РУ) необхідно обирати на підставі техніко-економічного обґрунтування, з урахуванням існуючої схеми та перспективи розвитку прилеглої мережі.

6.2.2 Також вибір РУ залежить від:

- місця розташування об'єкта;
- кліматичних особливостей;
- вартості та обмежень забудови земельної ділянки;
- необхідних термінів будівництва.

6.2.3 При виборі типу (конструктивного виконання) РУ для будівництва нових підстанцій у стиснених умовах пріоритет необхідно надавати спорудженню КРУЕ. Вибір КРУЕ має бути підтверджений відповідним техніко-економічним обґрунтуванням.

6.2.4 КРУЕ повинні відповідати таким вимогам:

- забезпечення функціонування підстанції без постійного обслуговуючого персоналу;
- модульне виконання;
- можливість виводу в ремонт будь-якого модуля без повного відключення КРУЕ;
- компактність виконання;
- висока ступінь готовності;
- простота експлуатації;
- можливість розширення.

6.2.5 В межах міста або безпосередньо поблизу житлової зони (ближче ніж 1 км) нові підстанції потрібно споруджувати закритого типу. З врахуванням містобудівних умов та обмежень, генеральних планів населених пунктів дозволяється відкрите встановлення автотрансформаторів на таких ПС за умов та забезпечення нормованих рівнів шуму.

6.2.6 При будівництві та реконструкції відкритих розподільчих установок (ВРУ) необхідно:

- застосовувати сучасне обладнання, яке потребує мінімум витрат на обслуговування;
- застосовувати однотипне обладнання;
- застосовувати сучасні системи моніторингу і автоматизованого керування, у тому числі АСКТП;
- зменшувати займану площу шляхом схемних рішень та застосування жорсткого ошинування (за умови відповідного техніко-економічного обґрунтування);
- передбачувати можливості для розширення;
- застосовувати сучасне автоматизоване робоче та аварійне освітлення на базі світлодіодних джерел;
- застосовувати металоконструкції порталів, що поставляються заводом-виробником, з антикорозійним покриттям, пріоритет надавати гарячому цинкуванню;
- застосовувати залізобетонні фундаменти заводського виготовлення, або фундаменти на основі паль (гвинтових, набивних, буроін'єкційних, висячих тощо) для влаштування силового та допоміжного обладнання;
- при реконструкції ВРУ забороняється використовувати залізобетонні фундаменти, які були у використанні;
- передбачати виконання заходів, які запобігають росту трави;
- передбачати виконання захисту від електромагнітного поля в місцях проходу;
- всі шафи зовнішнього встановлення оснащувати пристроями герметизації кабельних вводів та антиконденсатними обігрівачами;
- ВРУ 35 – 220 кВ виконувати із застосуванням полімерної опорної та підвісної ізоляції. Допускається застосування фарфорової опорної ізоляції з керамічного електротехнічного матеріалу групи не нижче 120 та скляної підвісної ізоляції.

6.2.7 При виконанні реконструкції та технічного переоснащення слід виконувати обов'язкове ущільнення кабельних вводів в приміщеннях ЗРУ та ЗПК з використанням технологій передових світових виробників.

6.2.8 Як незалежні джерела живлення власних потреб необхідно розглядати акумулятори-інвертори, дизель-генератори.

6.2.9 Для нових РУ напругою 110 – 220 кВ і нижче необхідно застосовувати одинарні секціоновані системи шин. Подвійні і обхідні системи шин, а також вимикачі в кількості більше одного на приєднання, застосовувати тільки за умови спеціального обґрунтування, зокрема в недостатньо надійних і незарезервованих електричних мережах.

6.2.10 При виконанні поетапного технічного переоснащення діючих підстанцій, необхідність в подальшому використанні обхідної системи шин визначається в кожному випадку окремо, з урахуванням місцевих режимів та схеми прилеглої мережі.

6.2.11 При реконструкції ПС слід розглядати також питання реконструкції схеми власних потреб з подальшим виносом РУ 6 – 35 кВ живлення сторонніх споживачів за територію ПС з передачею обладнання відповідним розподільчим компаніям.

6.2.12 У випадку використання схеми РУ напругою 110, 150, 220 кВ без обхідної системи шин рекомендується використовувати вимикачі з вбудованими трансформаторами струму та вимикачі-роз'єднувачі (типу PASS, або аналог). Також можливе використання обладнання у вигляді блоків заводського виготовлення.

6.2.13 Під час виконання технічного переоснащення діючих підстанцій та спорудження нових необхідно передбачати телесигналізацію положення комутаційних апаратів та заземлюючих ножів.

6.2.14 При спорудженні заземлюючих пристроїв може застосовуватись мідь.

6.3 Силові трансформатори, автотрансформатори та реактори

6.3.1 Силові трансформатори та автотрансформатори (АТ), у тому числі лінійно-регулювальні, шунтувальні керовані і некеровані реактори (ШР) і компенсаційні реактори (КР), струмообмежуючі реактори, у тому числі встановлені в нейтралі АТ, повинні відповідати вимогам національних та міжнародних стандартів.

6.3.2 Термін експлуатації електричних апаратів повинен складати не менше 35 років.

6.3.3 Магнітопроводи електричних апаратів мають бути із зниженими втратами за рахунок використання високоякісних електротехнічних сталей.

6.3.4 Для зменшення рівнів струмів короткого замикання рекомендується застосовувати АТ з класом низької напруги (НН) 35 кВ.

6.3.5 Під час нового будівництва та реконструкції обмотки НН автотрансформаторів слід використовувати тільки для підключення власних потреб ПС.

6.3.6 Рекомендовано застосовувати пристрої регулювання напруги під навантаженням (РПН) із забезпеченням керування з АСКТП (з можливістю роботи в дистанційному режимі з віддаленого пульта керування). РПН має бути оснащений системою контролю та видачі сигналів на віддалений пульт керування.

6.3.7 Необхідно застосовувати герметичні уводи електричних апаратів напругою 110 – 500 кВ з твердою ізоляцією (RIP – resin impregnated paper). На класі напруги 750 кВ застосовувати герметичні оливонаповнені уводи без розширювального бачка.

6.3.8 Необхідно передбачати додаткову обмотку вбудованого трансформатора струму з класом точності 0,5 для моніторингу.

6.3.9 Всі зовнішні конструктивні елементи електричних апаратів повинні бути сконструйовані таким чином, щоб уникати порожнин, в яких може накопичуватись вода.

6.3.10 Силові та контрольні кабелі повинні прокладатися в спеціальних лотках, а у разі неможливості прокладання в лотках слід застосовувати металорукав.

6.3.11 Всі пристрої контролю повинні встановлюватися таким чином, щоб їх зручно було оглядати.

6.3.12 Слід використовувати системи осушування повітря, що не потребують обслуговування.

6.3.13 Потрібно передбачати можливість використання тепла (авто)трансформатора для обігріву приміщень, а також з використанням, за відповідного обґрунтування, теплових насосів.

6.3.14 Система примусового охолодження повинна виконуватися з дистанційним автоматизованим керуванням.

6.3.15 Електродвигуни охолоджувачів повинні мати захист від перевантаження і КЗ, роботи на двох фазах та асиметрії.

6.3.16 Для систем охолодження з дуттям і примусовою циркуляцією оливи (ДЦ) або оливо-водяним охолодженням з примусовою циркуляцією оливи (Ц) повинні бути передбачені резервні охолоджувачі.

6.3.17 Шафи РПН, автоматичного керування охолодженням трансформатора та охолоджувальні пристрої повинні мати стійкий антикорозійний захист (пріоритет – оцинковування методом гарячого занурення) або бути виготовлені з нержавіючих матеріалів. Також в них потрібно передбачати електричний підігрів з автоматичним керуванням та герметизацію кабельних вводів.

6.3.18 Керовані шунтувальні реактори повинні мати плавне регулювання напруги.

6.3.19 Регулюючий діапазон керованого шунтувального реактора повинен складати 100 % від номінальної потужності.

6.3.20 На АТ з класом напруги 500 – 750 кВ для регулювання потоків активної потужності необхідно встановлювати трансформатори поперечного регулювання.

6.3.21 Силові трансформатори (автотрансформатори) з пристроями РПН повинні бути оснащені пристроями контролю зниження рівня оливи в баку РПН з двома контактами (на «сигнал» та «відключення»).

6.3.22 При будівництві та реконструкції ПС з заміною або встановленням нових автотрансформаторів напругою 330 кВ і вище, які розташовані в межах населених пунктів, поряд з житловими або промисловими приміщеннями, та вразі ймовірного пошкодження обладнання великої вартості, яке знаходиться поблизу, автотрансформатори повинні бути оснащені системою попередження вибухів та пожеж за наявності відповідного техніко-економічного обґрунтування.

6.4 Комутаційні апарати

6.4.1 У ВРУ напругою 110 – 750 кВ необхідно застосовувати сучасні колонкові або бакові елегазові вимикачі. Допускається застосування вакуумних вимикачів класом напруги 110 кВ за наявності відповідного техніко-економічного обґрунтування.

6.4.2 В РП 6 – 35 кВ власних потреб підстанцій необхідно застосовувати вакуумні вимикачі, конструкція яких забезпечує надійну роботу без проведення будь-яких ремонтних робіт до закінчення встановленого ресурсу механічної та комутаційної здатності. Елегазові вимикачі та вимикачі-роз'єднувачі (комбіновані модульні апарати) слід застосовувати за наявності відповідного техніко-економічного обґрунтування.

6.4.3 Для елегазових вимикачів має бути передбачена система моніторингу тиску елегазу та сигналізація при його витоку.

6.4.4 Для газонаповненого обладнання повинні бути передбачені пристрої аварійного скидання тиску.

6.4.5 Для вимикачів 110 – 750 кВ необхідно застосовувати переважно пружинні (пружинно-гідравлічні приводи), а також електромагнітні та електромоторні приводи з пристроєм керованої комутації у вимикачів з пофазним керуванням.

6.4.6 Вимикачі 110 – 750 кВ повинні встановлюватись на металеві оцинковані опорні стійки, що постачаються заводом-виробником комплектно з вимикачами.

6.4.7 Шафи керування вимикачів повинні мати якісний ущільнювач, електричний обігрів, освітлення. Шафи повинні бути виготовлені з нержавіючого матеріалу або мати антикорозійне покриття, яке б забезпечувало стійкість до корозії протягом всього терміну експлуатації.

6.4.8 У разі необхідності слід передбачити майданчики обслуговування вимикачів зі стаціонарними драбинами та огорожею у габаритах, при яких можливо знаходитись на майданчику, коли вимикач під напругою. Зазначені конструкції повинні бути металевими та мати стійке антикорозійне покриття і засоби захисту від електромагнітного поля.

6.4.9 Робочі та заземлюючі ножі роз'єднувачів 35 кВ і вище необхідно оснащувати електроприводами та поворотними вузлами і механізмами, що не обслуговуються, з можливістю дистанційного керування та заведенням сигналів про їх положення до АСКТП.

6.4.10 Нижня границя номінального струму для роз'єднувачів напругою 110 кВ – 1000 А, напругою 330 кВ – 2000 А.

6.4.11 Роз'єднувачі повинні включатися і відключатися при найгірших умовах навколишнього середовища, характерних для даного регіону.

6.4.12 Електромеханічні приводи роз'єднувачів повинні забезпечуватися ручним керуванням.

6.4.13 Конструкція приводу повинна унеможливлювати попадання всередину вологи, комах тощо.

6.4.14 Приводи роз'єднувачів повинні обладнуватися спеціальними замками з метою безпеки.

6.4.15 Роз'єднувачі повинні мати електричне або електромагнітне блокування з вимикачем. Робочі ножі роз'єднувача повинні мати механічне блокування з заземлюючим ножем. Також має бути впроваджена схема

логічного блокування комутаційних апаратів приєднань 110 – 750 кВ на окремих мікропроцесорних пристроях.

6.4.16 Роз'єднувачі повинні встановлюватися на металеві оцинковані опорні стійки, або встановлюватися в складі блоків заводського виготовлення.

6.4.17 Всі сталеві деталі роз'єднувачів повинні мати стійке антикорозійне покриття, яке б забезпечувало надійну роботу на весь термін експлуатації.

6.4.18 Роз'єднувачі повинні мати контактну площадку для приєднання заземлюючого провідника.

6.4.19 В межах РУ однієї номінальної напруги рекомендується застосовувати комутаційні апарати одного типу та виробника.

6.4.20 Всі схеми керування високовольними комутаційними апаратами повинні інтегруватися в АСКТП.

6.5 Вимірювальні трансформатори

6.5.1 В РУ 110 – 750 кВ необхідно застосовувати сучасні трансформатори струму (ТС) та трансформатори напруги (ТН) з газовою або піщано-оливою ізоляцією. В РУ 6 – 35 кВ власних потреб підстанцій – з литою ізоляцією, вибухобезпечного виконання, високої надійності, які не потребують обслуговування протягом всього терміну експлуатації. За наявності обґрунтування дозволяється застосування ємнісних ТН 110 – 750 кВ.

6.5.2 ТС напругою 110 кВ і вище повинні мати дві окремі вторинні обмотки з класом точності не нижче 0,2S для обліку електроенергії та 0,5 для вимірювання; ТН 110 кВ і вище повинні мати одну вторинну обмотку, з класом точності не нижче 0,2 для обліку електроенергії, а для ТН 35 кВ і нижче – 0,5.

6.5.3 Вимірювальні обмотки ТС та ТН повинні бути навантажені у межах діапазону, встановленого під час визначення класу точності.

6.5.4 Допускається встановлювати комбіновані оптичні ТС і ТН в комірках ПЛ 110 – 500 кВ з метою підвищення компактності РУ.

6.5.5 Можливе застосування водовідштовхуючого покриття ізоляції або полімерних покриттів вимірювальних трансформаторів для зниження експлуатаційних витрат і підвищення вибухобезпечності.

6.5.6 ТС та ТН повинні мати обґрунтовану кількість вторинних обмоток, але не більше 6 шт.

6.5.7 ТН повинні виключати ефект ферорезонансу.

6.5.8 Струмові обмотки лічильників потрібно приєднувати до вторинних обмоток ТС окремо від кіл захисту та електровимірювальних приладів. У разі встановлення на приєднанні основного і дублюючого лічильників, їх струмові кола потрібно приєднувати до різних вторинних обмоток ТС, при цьому допускається наявність електровимірювальних приладів, підключених лише до однієї з обмоток для обліку.

6.5.9 Втрати напруги від ТН до лічильника електроенергії не повинні перевищувати 0,12% номінального значення напруги вимірювальної обмотки для ТН класу точності 0,2 та 0,25% номінального значення напруги вимірювальної обмотки для ТН класу точності 0,5.

6.5.10 Кабелі від ТС і ТН до головного щита керування (ГЩК) ПС повинні бути з мідними струмовідними жилами, негорючим, мати металеву оболонку (екран) та відповідати вимогам електромагнітної сумісності.

6.5.11 ТС та ТН повинні встановлюватись на металевих оцинкованих стійках заводського виготовлення з дотриманням габаритів відповідно до чинних ПУЕ.

6.5.12 ТС та ТН в межах РУ однієї номінальної напруги рекомендується застосовувати одного типу та того ж виробника.

6.6 Обмежувачі перенапруги

6.6.1 В РУ 6 – 750 кВ та в колах 6 – 35 кВ захист від перенапруги повинен бути здійснений за допомогою сучасних нелінійних обмежувачів перенапруг (ОПН), виготовлених на основі варисторів високої надійності, що не потребують обслуговування протягом усього терміну експлуатації.

6.6.2 Конструкція ОПН повинна бути вибухопожежобезпечною. Якщо використовуються ОПН, що конструктивно мають всередині корпусу об'єм з газом (ОПН з фарфоровим корпусом, деякі види ОПН з полімерним корпусом), то такі ОПН обов'язково повинні бути обладнані пристроями аварійного скидання тиску (запобіжними клапанами). Такі ОПН повинні встановлюватись на підстанції таким чином, щоб при візуальному огляді можна було легко виявити ознаки спрацювання пристроїв скидання тиску (розірвані мембрани, сліди нагару на поверхні ОПН тощо).

6.6.3 Характеристики ОПН (електричні, механічні, зовнішньої ізоляції та ін.), а також місце їх встановлення повинні визначатись розрахунками на основі діючих нормативних документів. Для встановлення ОПН 110 – 750 кВ необхідно використовувати окремі сталеві оцинковані стійки.

6.6.4 Необхідність встановлення ОПН на шинах КРУЕ визначається на підставі розрахунків. Для захисту КРУЕ від перенапруги слід використовувати ОПН зовнішньої установки, якщо інші не передбачені заводом-виробником КРУЕ.

6.6.5 Встановлення ОПН на території РУ повинне виконуватись з урахуванням зручності проведення тепловізійного контролю.

6.6.6 Всі ОПН 110 – 750 кВ повинні бути укомплектовані лічильниками кількості спрацювань. Необхідно використовувати лічильники, оснащені вбудованими пристроями для відображення струму провідності ОПН під дією робочої напруги.

6.6.7 ОПН на клас напруги 35 кВ і нижче необхідно застосовувати без встановлення лічильників кількості спрацювань.

6.6.8 ОПН, що встановлені для захисту обладнання 750 кВ, повинні бути оснащені електронними лічильниками спрацювань з можливістю фіксації часу спрацювання та значення імпульсного струму, вимірювання струму провідності. В таких лічильниках повинна передбачатись можливість дистанційного зчитування інформації.

6.6.9 Для вимірювання параметрів стану ОПН треба впроваджувати схеми моніторингу безконтактного типу в разі неможливості інтеграції в АСКТП.

6.6.10 Забороняються до застосування вентильні і трубчасті розрядники.

6.7 Пристрої компенсації реактивної потужності

6.7.1 Для компенсації реактивної потужності в магістральних електричних мережах необхідно застосовувати:

- сучасні керовані та некеровані шунтувальні реактори;
- статичні компенсатори тиристорні, транзисторні;
- вакуумно-реакторні та тиристорно-реакторні групи.

6.7.2 Вибір типу компенсуючих пристроїв проводиться на основі результатів техніко-економічних розрахунків, аналізу стану існуючих та перспективи встановлення нових пристроїв компенсації реактивної потужності.

6.7.3 Компенсація реактивної потужності повинна виконуватися максимально близько до місця, де виникла потреба в компенсації.

6.7.4 Використання керованих шунтувальних реакторів рекомендовано застосовувати у віддалених вузлах магістральних електричних мереж, на протяжних лініях електропередавання та в районах високовольтних мереж зі значними коливаннями рівнів напруги протягом доби.

6.7.5 Пристрої компенсації реактивної потужності повинні виключати резонансні явища в усіх режимах роботи мережі.

6.7.6 Пристрої компенсації реактивної потужності повинні оснащуватися сучасними системами автоматичного керування та системами моніторингу з можливістю інтеграції в АСКТП.

6.8 Релейний захист та протиаварійна автоматика

6.8.1 Загальні положення

6.8.1.1 Враховуючи особливу відповідальність за дії пристроїв РЗ та ПА, в основній мережі ОЕС України необхідно установлювати захисти, які мають позитивний досвід експлуатації в ММЕМ. У разі застосування нового

обладнання вперше, воно повинне пройти випробування спеціальної комісії, призначеної від основних замовників обладнання.

6.8.1.2 Пристрої РЗ та ПА повинні бути виконані на мікропроцесорній базі.

6.8.1.3 Мікропроцесорні пристрої необхідно виконувати із забезпеченням максимальної однотипності устаткування, що застосовується в енергосистемі.

6.8.1.4 Усі мікропроцесорні пристрої РЗ та ПА повинні відповідати вимогам стандарту ДСТУ ІЕС 61850. Термінали повинні мати вільну-програмовану логіку із можливістю налаштування протоколів стандарту ДСТУ ІЕС 61850 в залежності від логіки. Пакет ПЗ для програмування терміналів РЗА має експортувати дані відповідно до вимог ДСТУ ІЕС 61850 для подальшого налагоджування інших пристроїв у спеціалізованих програмах та для налагодження мережі, або мати таку програму у комплекті.

6.8.1.5 Всі пристрої повинні мати функції самодіагностики з видачою параметрів свого стану відповідно до ДСТУ ІЕС 61850.

6.8.1.6 Для забезпечення ведення часу в системі термінали РЗА повинні підтримувати протокол РТР v2.

6.8.1.7 Для передачі даних на верхній рівень термінали повинні мати два оптичних порти для роботи з верхнім рівнем АСКТП, а також окремий порт для налагодження та діагностики терміналів по місцю встановлення. Для резервування мікропроцесорні термінали повинні підтримувати стандарт ІЕС 62439-3 (PRP та/або HSR).

6.8.1.8 Необхідно забезпечувати застосування в шафах пристроїв РЗ та ПА випробувальних блоків з реєстрацією стану випробувального блоку (для кіл стуму, напруги, вихідних кіл на відключення).

6.8.1.9 Необхідно створювати автоматичну систему збору інформації від мікропроцесорних пристроїв РЗ та ПА (АСЗІ) як підсистему АСКТП, із забезпеченням збору та видачі достовірної інформації від мікропроцесорних пристроїв РЗ та ПА. Для передачі осцилограм на сервери АСКТП можуть використовуватися засоби ДСТУ ІЕС61850, FTR у межах локальної мережі

АСКТП підстанцій. Осцилограми мають зберігатися у форматі COMTRADE.

6.8.1.10 Необхідно передбачати систему реєстрації аварійних подій, яка повинна будуватися на базі реєстраторів аварійних подій, що не входять до складу мікропроцесорних пристроїв захисту. Видача інформації від системи аварійних подій повинна видаватися на АРМ оперативного та релейного персоналу (осцилограми, струми короткого замикання, дата та час події, відстань до місця пошкодження, тощо) щодо будь-якого аварійного процесу, в якому задіяна система РЗ та ПА, в єдиному форматі, незалежно від виробника пристроїв РЗ, ПА та реєстраторів аварійних подій. Дана інформація повинна також передаватися за запитом чи автоматично на рівень ЕС або ДП «НЕК «Укренерго». Виміри місця пошкодження, по можливості, проводити на основі двосторонніх замірів пошкоджень на ПЛ. Реєстратори повинні відповідати вимогам ДСТУ ІЕС 61850 та підключатися до АСКТП для видачі інформації у режимі реального часу. Дозволяється передача даних у реальному часі у ПЗ верхнього рівня АСКТП із ПЗ реєстраторів у стандарті OPC.

6.8.1.11 У разі реалізації на ПС АСКТП підстанції усі мікропроцесорні пристрої РЗ та ПА повинні бути інтегровані до АСКТП підстанції за стандартом ДСТУ ІЕС 61850. Перемикання режимного характеру в колах РЗ та ПА повинні виконуватися з використанням АСКТП.

6.8.1.12 Улаштування панелі (шафи) повинно забезпечувати: вільний доступ до клемників пристроїв та до апаратури, що розташована на панелі (шафі); простоту демонтажу пристроїв.

6.8.1.13 Розміщення пристроїв РЗ та ПА повинно виконуватися з урахуванням максимального зменшення довжини та кількості кабельних зв'язків.

6.8.1.14 Контролери та термінали, що встановлюються у шафах на ВРУ, мають працювати у відповідних кліматичних умовах підстанції без додаткового підігріву або охолодження. Можливе встановлення малопотужного осушувача повітря з давачем вологості.

6.8.1.15 Вибір основного захисту необхідно виконувати з урахуванням

узгодження типу захисту з обох боків ПЛ.

6.8.2 Захист ПЛ 500 – 750 кВ

6.8.2.1 Для забезпечення надійності видачі потужності АЕС та дальнього резервування, необхідно передбачати на нових ПЛ 500 – 750 кВ наявність основного та двох резервних захистів.

6.8.2.2 Основний захист – на базі мікропроцесорного пристрою диференційно-фазного захисту з абсолютною селективністю, з використанням компенсації ємнісного струму в органі маніпуляції та пускових органах захисту, а також наявності окремих вибіркового органів пошкодженої фази на дистанційному принципі. В складі основного захисту необхідно передбачати функції дистанційних та струмових захистів.

6.8.2.3 У разі використання на ПЛ оптоволоконного кабелю, основний захист необхідно виконувати на базі мікропроцесорного пристрою диференційного струмового захисту з функціями дистанційного захисту від усіх видів КЗ, а також наявності окремих вибіркового органів пошкодженої фази на дистанційному принципі. Оптичні волокна, що використовуються для потреб РЗ та ПА, мають бути підключені безпосередньо до пристрою, оминаючи апаратуру зв'язку.

6.8.2.4 Резервний захист потрібно виконувати на базі мікропроцесорного пристрою дистанційного захисту від усіх видів КЗ; струмового захисту від КЗ на землю з телеприскоренням та телевідключенням, струмового захисту від міжфазних КЗ.

6.8.2.5 Резервний захист повинен мати:

- блокування дистанційного захисту при асинхронному режимі, синхронних хитаннях та при несправності кіл змінної напруги;
- аварійні максимальні струмові захисти;
- функцію захисту від неповнофазного режиму;
- визначник пошкодженої фази та функцію визначення місця пошкодження;

- незалежне регулювання уставок вимірювальних органів і їх витримок часу;
- незалежну зміну напрямку кожного ступеня;
- кола автоматичного та оперативного прискорення з можливістю вибору ступенів;
- прискорення при включенні лінії на КЗ;
- наявність не менше чотирьох наборів уставок;
- функцію ПРВВ двох вимикачів.

6.8.2.6 Для забезпечення взаємодії напівкомплектів швидкодіючих захистів повинні використовуватись височастотні канали зв'язку (ВЧКЗ), волоконно-оптичні лінії зв'язку (ВОЛЗ). У разі наявності на ПЛ тільки ВЧКЗ, комплекс захистів ПЛ повинен мати три незалежні канали зв'язку: один для основного захисту, два взаємодублюючі для резервних захистів об'єднані з передачею команд протиаварійної автоматики. У разі використання на ПЛ ВОЛЗ, використовуються два фізично незалежні канали зв'язку, в кожному з яких здійснюється передача сигналів основного захисту та команд телеприскорення, телевідключення. Як другий канал зв'язку допускається використання ВОЛЗ, що прокладено через суміжні підстанції з забезпеченням відповідного рівня надійності передачі сигналів. У випадку відсутності дублювання по ВОЛЗ окремим оптичним кабелем, необхідно використовувати додаткові ВЧКЗ для резервних захистів.

6.8.2.7 На базі мікропроцесорних пристроїв резервного захисту необхідно передбачати захисти від неповнофазного режиму ПЛ. При цьому необхідно передбачати дві незалежні групи вихідних реле з пуском АПВ, ПРВВ, команд телевідключення та телеприскорення.

6.8.2.8 Для керування вимикачем необхідно передбачати мікропроцесорний пристрій автоматики керування вимикачем з функціями ПРВВ, АПВ, фіксації положення вимикача, контролю тиску газу, захисту від неперемикання фаз, сигналізації справності вимикача. Термінал має діяти на відключення через основний та резервний соленоїди відключення. Необхідно

передбачати можливість аварійного ручного керування вимикачем за допомогою ключів на панелі у разі несправності АСКТП.

6.8.2.9 Для функції АПВ необхідно передбачати такі можливості:

- ОАПВ, ТАПВ, ШАПВ;
- пуск при дії захистів на відключення з контролем готовності вимикача;
- виведення та заборона від зовнішніх кіл;
- контроль відсутності напруги на ПЛ та наявності симетричної напруги на шинах;
- контроль відсутності напруги на шинах та наявності напруги на ПЛ;
- контроль наявності напруги на ПЛ та наявності симетричної напруги на шинах;
- контроль синхронізму або вловлювання синхронізму.

6.8.2.10 Для функції ПРВВ необхідно передбачати такі можливості:

- перший ступінь ПРВВ здійснює повторне відключення свого вимикача без витримки часу за фактом дії захистів на відключення вимикача;
- другий ступінь ПРВВ здійснює відключення вимикачів суміжних приєднань за фактом спрацювання захистів з контролем протікання струму та витримкою часу.

6.8.3 Захист ПЛ 220 – 330 кВ

6.8.3.1 Для забезпечення дальнього резервування на ПЛ 220 – 330 кВ необхідно передбачати наявність основного та резервного захистів.

6.8.3.2 Основний захист – на базі мікропроцесорного пристрою диференційно-фазного захисту з абсолютною селективністю, з використанням компенсації ємнісного струму в органі маніпуляції та пускових органах захисту (за необхідності, підтвердженої розрахунками), а також наявності окремих вибірових органів пошкодженої фази на дистанційному принципі (для ПЛ з ОАПВ). У складі основного захисту необхідно передбачати функції дистанційних та струмових захистів.

6.8.3.3 У разі використання на ПЛ оптоволоконного кабелю, основний захист необхідно виконувати на базі мікропроцесорного пристрою

диференційного струмового захисту з функціями дистанційного захисту від усіх видів КЗ, а також наявності окремих вибіркового органів пошкодженої фази на дистанційному принципі (для ПЛ з ОАПВ). Оптичні волокна, що використовуються для потреб РЗА, мають бути підключені безпосередньо до пристрою, оминаючи апаратуру зв'язку.

6.8.3.4 Резервний захист – на базі мікропроцесорного пристрою дистанційного захисту від усіх видів КЗ; струмового захисту від КЗ на землю з телеприскоренням та телевідключенням, струмового захисту від міжфазних КЗ. У разі наявності ОАПВ на ПЛ необхідно передбачати окремі вибіркового органи пошкодженої фази на дистанційному принципі.

6.8.3.5 Резервний захист повинен мати:

- блокування дистанційного захисту при асинхронному режимі, синхронних хитаннях та при несправності кіл змінної напруги;
- аварійні максимальні струмові захисти;
- захист від неповнофазного режиму;
- визначник пошкодженої фази (для ПЛ з ОАПВ);
- функцію визначення місця пошкодження;
- незалежне регулювання уставок вимірювальних органів і їх витримок часу;
- незалежну зміну напрямку кожного ступеня;
- кола автоматичного та оперативного прискорення з можливістю вибору ступенів;
- прискорення при включенні лінії на КЗ;
- наявність не менше чотирьох наборів уставок;
- функцію ПРВВ двох вимикачів.

6.8.3.6 Для забезпечення взаємодії напівкомплектів швидкодіючих захистів повинні використовуватись високочастотні канали зв'язку (ВЧКЗ), волоконно-оптичні лінії зв'язку (ВОЛЗ). У разі наявності на ПЛ тільки ВЧКЗ, комплекс захистів ПЛ повинен мати два незалежні канали зв'язку: один окремий канал для основного захисту та один окремий канал для передачі

команд телеприскорення та телевідключення. У разі використання на ПЛ ВОЛЗ, використовуються два фізично незалежні канали зв'язку, в кожному з яких здійснюється передача сигналів основного захисту та команд телеприскорення, телевідключення. Як другий канал зв'язку допускається використання ВОЛЗ, що прокладені через суміжні підстанції із забезпеченням відповідного рівня надійності передачі сигналів. У випадку відсутності дублювання по ВОЛЗ окремим оптичним кабелем, необхідно використовувати додаткові ВЧКЗ для резервних захистів.

6.8.3.7 Для керування вимикачем необхідно передбачати мікропроцесорний пристрій автоматики керування вимикачем з функціями ПРВВ, АПВ, фіксації положення вимикача, контролю тиску газу, захисту від неперемикання фаз, сигналізації справності вимикача. Термінал має діяти на відключення через основний та резервний соленоїди відключення. Необхідно передбачати можливість аварійного ручного керування вимикачем за допомогою ключів на панелі у разі несправності АСКТП.

6.8.3.8 Для функції АПВ необхідно передбачати такі можливості:

- ОАПВ (у разі наявності ОАПВ на ПЛ), ТАПВ, ШАПВ;
- пуск при дії захистів на відключення з контролем готовності вимикача;
- виведення та заборона АПВ від зовнішніх кіл;
- контроль відсутності напруги на ПЛ та наявності симетричної напруги на шинах;
- контроль відсутності напруги на шинах та наявності напруги на ПЛ;
- контроль наявності напруги на ПЛ та симетричної напруги на шинах;
- контроль синхронізму або вловлювання синхронізму.

6.8.3.9 Для функції ПРВВ необхідно передбачати такі можливості:

- перший ступінь ПРВВ здійснює повторне відключення свого вимикача без витримки часу за фактом дії захистів на відключення вимикача;
- другий ступінь ПРВВ здійснює відключення вимикачів суміжних приєднань за фактом спрацювання захистів з контролем протікання струму та витримкою часу.

6.8.4 Захист ПЛ 110 (150) кВ

6.8.4.1 Для ПЛ з двостороннім живленням основний захист потрібно передбачати на базі мікропроцесорного пристрою диференційно-фазного захисту з абсолютною селективністю. В складі основного захисту необхідно передбачати функції дистанційних та струмових захистів. У разі неможливості застосування на ПЛ 110-150 кВ пристрою диференційно-фазного захисту, у якості комплекту основного захисту необхідно передбачати застосування мікропроцесорного пристрою з ВЧ блокуванням, що повинно підтверджуватись відповідними розрахунками.

6.8.4.2 У разі використання на ПЛ оптоволоконного кабелю та реалізації в резервних захистах функцій телеприскорення і телевідключення по ВЧ-каналу, для ПЛ з двостороннім живленням, основний захист необхідно виконувати на базі мікропроцесорного пристрою диференційного струмового захисту з функціями дистанційного захисту від усіх видів КЗ. Оптичні волокна, що використовуються для потреб РЗ та ПА, мають бути підключені безпосередньо до пристрою РЗА, оминаючи апаратуру зв'язку.

6.8.4.3 На всіх ПЛ 110 – 150 кВ необхідно передбачати встановлення окремого комплекту резервного захисту на базі мікропроцесорного пристрою дистанційного захисту від усіх видів КЗ та струмового захисту від КЗ на землю.

6.8.4.4 Резервні захисти повинні мати:

- блокування дистанційного захисту при асинхронному режимі, синхронних хитаннях та при несправності кіл змінної напруги;
- аварійні максимальні струмові захисти;
- функцію визначення місця пошкодження;
- незалежне регулювання уставок вимірювальних органів і їх витримок часу;
- незалежну зміну напрямку кожного ступеня;
- прискорення при включенні лінії на КЗ;
- наявність не менше чотирьох наборів уставок;

– ПРВВ одного вимикача.

6.8.4.5 Для ПЛ 150, 110 кВ з одностороннім живленням дозволяється використовувати тільки мікропроцесорний пристрій ступеневого дистанційного та струмового захистів. Захист обхідного вимикача повинен мати достатню кількість наборів уставок для можливості переведення будь-якого приєднання на обхідний вимикач.

6.8.4.6 В мікропроцесорному пристрої керування шиноз'єднувальним та секційним вимикачем необхідно додатково передбачати струмові захисти, а за необхідності додатково передбачаються дистанційні захисти.

6.8.4.7 Для керування вимикачем необхідно передбачати мікропроцесорний пристрій автоматики керування вимикачем з функціями ПРВВ, АПВ, фіксації положення вимикача, контролю тиску газу, захисту від неперемикання фаз, сигналізації справності вимикача. Термінал має діяти на відключення через основний та резервний соленоїди відключення. Необхідно передбачати можливість аварійного ручного керування вимикачем за допомогою ключів на панелі у разі несправності АСКТП.

6.8.4.8 Для функції АПВ необхідно передбачати такі можливості:

- ТАПВ;
- пуск при дії захистів на відключення з контролем готовності вимикача;
- виведення та заборона від зовнішніх кіл;
- контроль відсутності напруги на ПЛ та наявності симетричної напруги на шинах;
- контроль відсутності напруги на шинах та наявності напруги на ПЛ;
- контроль наявності напруги на ПЛ та наявності симетричної напруги на шинах;
- контроль синхронізму або вловлювання синхронізму.

6.8.4.9 Для функції ПРВВ необхідно передбачати такі можливості:

- перший ступінь ПРВВ здійснює повторне відключення свого вимикача без витримки часу за фактом дії захистів на відключення вимикача;

– другий ступінь ПРВВ здійснює відключення вимикачів суміжних приєднань за фактом спрацювання захистів з контролем протікання струму та витримкою часу.

6.8.4.10 У разі виконання вимикачів з пофазним приводом необхідно передбачати захист від неповнофазного режиму.

6.8.4.11 Допускається можливість поєднання функцій резервного захисту, керування вимикачем (з функціями АПВ, ПРВВ) в одному пристрої.

6.8.5 Захист шин 750 кВ

6.8.5.1 Для захисту шин 750 кВ слід використовувати два взаємодубльовані мікропроцесорні пристрої диференційного захисту на кожен систему шин з гальмуванням та введенням чутливого органу при опробуванні, у трифазному виконанні з числом приєднань не менше чотирьох.

6.8.5.2 У разі використання мікропроцесорного пристрою захисту шин з двома зонами захисту допускається виконання в складі одного терміналу захисту першої (1 зона) та другої (2 зона) системи шин. У такому випадку використовується два взаємодубльовані мікропроцесорні пристрої для захисту двох систем шин.

6.8.5.3 Допускається виконання пристрою резервування відмови вимикача в складі одного з комплектів захисту для дублювання ПРВВ вимикачів 750 кВ.

6.8.6 Захист шин 330 – 500 кВ (полуторна схема)

6.8.6.1 Для захисту шин 330 – 500 кВ потрібно використовувати мікропроцесорний пристрій диференційного захисту на кожен систему шин із гальмуванням та введенням чутливого органу при опробуванні, у трифазному виконанні з числом приєднань не менше чотирьох.

6.8.6.2 У разі використання мікропроцесорного пристрою захисту шин із двома зонами захисту, допускається виконання в складі одного терміналу захисту першої (1 зона) та другої (2 зона) системи шин. У такому випадку використовується два взаємодубльовані мікропроцесорні пристрої для захисту двох систем шин.

6.8.6.3 Допускається виконання пристрою резервування відмови вимикача в складі одного з комплектів захисту для дублювання ПРВВ вимикачів 330 – 500 кВ.

6.8.7 *Захист шин 110 – 330 кВ*

6.8.7.1 Для захисту шин 110 – 330 кВ потрібно використовувати мікропроцесорний пристрій захисту шин у пофазному, як правило, виконанні з функціями диференційного захисту, з гальмуванням, двома зонами захисту та можливістю зміни зони захисту залежно від фіксації приєднань, що визначаються положенням роз'єднувачів, а також окремими панелями вихідних реле. В складі мікропроцесорного пристрою захисту шин необхідно передбачати функцію ПРВВ секційних та шиноз'єднувальних вимикачів.

6.8.8 *Захист АТ*

6.8.8.1 Для захисту АТ 750(500, 400)/330(220) кВ слід застосовувати:

- два взаємодубльовані мікропроцесорні пристрої з функціями: диференційного захисту АТ; дистанційного та струмового захисту, що направлені в сторону ВН та СН; захисту від перевантаження; захисту від неповнофазного режиму сторони ВН та СН, максимального струмового захисту сторони НН; диференційного захисту ошинування сторони НН;

- панель технологічних захистів та контролю ізоляції вводів 750(500, 400) кВ та, за необхідності, 330(220) кВ;

- окремий пристрій керування РПН;

- у випадку, якщо АТ підключено до системи шин без використання вимикачів, то функції диференційного захисту шин та диференційного захисту ошинування поєднуються;

- для АТ 750(500, 400)/330(220) кВ з трансформатором поперечного регулювання необхідно передбачати два взаємодубльовані мікропроцесорні пристрої захисту, в яких слід реалізувати функції диференційного та струмового захисту ТПР. В панелі технологічних захистів АТ необхідно також передбачати технологічні захисти ТПР.

6.8.8.2 Для захисту АТ 330(220)/150(110) кВ потрібно передбачати:

- два взаємодубльовані мікропроцесорні пристрої з функціями диференційного захисту АТ, дистанційного та струмового захисту, направлені в сторону ВН та СН, захисту від перевантаження, диференційного захисту ошинування сторони НН;

- панель технологічних захистів;

- окремий пристрій керування РПН;

- у випадку, якщо АТ підключено до системи шин без використання вимикачів, то функції диференційного захисту шин та диференційного захисту ошинування поєднуються;

- захист від зниження рівня оливи в баку РПН повинен діяти на відключення АТ за умови спрацювання сигнального та основного контактів.

6.8.8.3 Для захисту ошинування 750/500/400/330/220 кВ слід застосовувати:

- два взаємодубльовані мікропроцесорні пристрої диференційного захисту ошинування сторони ВН 750/500/400/330/220 кВ;

- два взаємодубльовані мікропроцесорні пристрої диференційного захисту ошинування сторони СН 500/330/220 кВ;

- у разі використання мікропроцесорного пристрою захисту ошинування з двома зонами захисту, допускається виконання в складі одного терміналу захисту сторони ВН (1 зона) та сторони СН (2 зона). В такому випадку використовується два взаємодубльовані мікропроцесорні пристрої для захисту сторони ВН та сторони СН. За необхідності в одному з терміналів захисту ошинування можливе використання функції ПРВВ.

6.8.9 *Захист та автоматика шунтувальних і компенсаційних реакторів*

6.8.9.1 Для захисту шунтувального реактора потрібно використовувати два взаємодубльовані мікропроцесорні пристрої з такими функціями:

- повздовжній диференційний струмовий захист;

- поперечний диференційний струмовий захист;

- схема керування вимикачем;

- ПРВВ вимикача ШР;

- автоматика ШР;
- контроль вимкненого стану ШР;
- схема пуску пожежогасіння.

6.8.9.2 Захист компенсаційного реактора – мікропроцесорний пристрій з функціями захисту КР та керування вимикачем КР.

6.8.9.3 Вихідні кола основного та дублюючого комплектів захисту та автоматики ШР повинні мати незалежні вихідні реле для забезпечення можливості проведення їх почергового технічного обслуговування при введеному ШР.

6.8.10 Протиаварійна автоматика

6.8.10.1 Призначення, функції і умови застосування ПА не повинні суперечити чинним нормативним документам.

6.8.10.2 Необхідність встановлення пристроїв та комплексів ПА визначається після виконання розрахунків статичної та динамічної стійкості електричної мережі.

6.8.10.3 Алгоритм функціонування і параметри налаштування пристроїв і комплексів ПА повинні відповідати схемним і режимним умовам роботи енергосистеми та забезпечувати мінімізацію керівних дій.

6.8.10.4 Для керівних дій, що складаються з кількох ступенів, при спрацьовуванні наступних ступенів повинні бути реалізовані також обсяги дій попередніх ступенів.

6.8.10.5 Комплекси ПА системного значення та комплекси ПА, які забезпечують видачу потужності АЕС, повинні мати підвищену надійність, що досягається дублюванням комплексу і окремих пристроїв, які входять до складу комплексу. Канали, призначені для передачі команд пристроїв ПА, повинні також виконуватись дубльованими.

6.8.10.6 Дубльовані комплекти і пристрої ПА повинні мати сигналізацію їх невідповідності режиму роботи.

6.8.10.7 Автоматика ліквідації асинхронних режимів (АЛАР), обмеження зниження або підвищення напруги (АОЗН, АОПН), обмеження перевантаження

устаткування повинна виконуватися у вигляді комплексів ПА на базі сучасних мікропроцесорних терміналів з підтримкою протоколу IEC 61850.

6.8.10.8 Мікропроцесорні пристрої ПА повинні мати можливість передачі інформації про його функціонування в зовнішні незалежні системи реєстрації аварійних подій і процесів за стандартними міжнародними протоколами. У пристрої ПА повинна бути передбачена автоматична самодіагностика стану програмно-апаратних засобів.

6.8.10.9 Пристрої АЛАР повинні забезпечувати виявлення та ліквідацію асинхронного режиму у повнофазних та неповнофазних режимах роботи електричної мережі.

6.8.10.10 За наявності технічних обґрунтувань (визначається проектом) допускається виконання пристроїв АЛАР з дією першого ступеня на відключення генераторів, короткочасне розвантаження турбін, електричне гальмування чи відключення навантаження з метою ресинхронізації. При цьому дія останнього ступеня зазначених пристроїв АЛАР повинна виконуватись на ділення системи.

6.8.10.11 На ПЛ напругою 330 кВ та вище пристрої АЛАР повинні встановлюватися з кожного боку ПЛ, за результатами розрахунків.

6.8.10.12 Алгоритм та налаштування пристрою АЛАР повинні забезпечувати:

- виключення (блокування) спрацювання пристрою АЛАР при синхронних хитаннях та всіх видах КЗ;
- виявлення електричного центру коливань;
- урахування кількості циклів асинхронного режиму;
- урахування знаку ковзання при виборі місця ділення системи;
- відстроювання від режиму навантаження.

6.8.10.13 Пристрої АОПН повинні встановлюватися на всіх ПЛ напругою 500 кВ та вище, довжиною не менше 200 км, з кожного боку ПЛ. Необхідність та місця встановлення пристроїв АОПН на ПЛ напругою 500 кВ меншої

довжини, а також на ПЛ напругою 330 кВ та нижче повинні визначатися відповідним техніко-економічним обґрунтуванням.

6.8.10.14 Пристрої АОПН повинні виконуватися двоступеневими та контролювати в кожній фазі величину та тривалість підвищення напруги, величину та направлення перетоку реактивної потужності з ПЛ, вимкнений/увімкнений стан вимикачів ПЛ.

6.8.10.15 У пристрої АОПН повинна бути реалізована функція резервування відмови вимикачів ПРВВ АОПН.

6.8.10.16 Дублюючі один одного канали ПА повинні виконуватися на різних трасах та різних ПЛ.

6.8.10.17 При виборі дублюючого каналу передачі сигналів ПА перевагу надавати ВЧКЗ та ВОЛЗ. Тональні канали передачі сигналів ПА повинні виконуватися в крайньому разі із застосуванням схеми кодування сигналів.

6.9 Автоматизована система керування технологічними процесами підстанції

6.9.1 АСКТП має виконувати функції:

- збору та обробки даних терміналів РЗА;
- керування комутаційними апаратами, РПН та іншим обладнанням з обов'язковим урахуванням всіх блокувань (включаючи одночасні команди з будь яких інших місць керування) та якості інформації, що використовується (контроль виконання команд та відповідні записи всіх подій, пов'язаних з керуванням, із зазначенням оператора в журналах подій, обов'язкові);
- збору та обробки результатів вимірювань технологічних параметрів мережі;
- діагностики основного обладнання;
- діагностики та керування мережевим обладнанням та пристроями синхронізації часу (SNMP);

- збору даних з метеорологічних підсистем;
- самодіагностики складових частин АСКТП;
- збору даних з протипожежних підсистем;
- збору даних з систем охорони підстанцій;
- підтримки роботи з нормативно-довідковою інформацією (НДІ);
- захисту від кібернетичних загроз;
- антивірусної безпеки АСКТП;
- забезпечення взаємодії із суміжними системами;
- визначення місця пошкодження ПЛ.

6.9.2 Інформація на верхній рівень АСКТП з підстанції має передаватися по двох незалежних каналах зв'язку відповідно до ДСТУ ІЕС 60870-5-104.

6.9.3 Підстанції із застарілим основним обладнанням та релейним захистом електромеханічного типу дії, з якого неможливо отримати повну інформацію про події без істотної модернізації цього обладнання, потребують реконструкції з метою впровадження АСКТП.

6.9.3.1 Основною метою впровадження або реконструкції АСКТП підстанцій є можливість отримання мінімально достатнього обсягу інформації для її використання в розрахункових математичних моделях АСКТП на рівні енергосистеми або НЕК Укренерго.

6.9.3.2 Дистанційне керування комутаційними апаратами слід реалізовувати в разі можливості забезпечити надійне виконання команд з урахуванням усіх необхідних блокувань, а також маючи обґрунтування його доцільності, базуючись на аналізі існуючого стану комутаційних апаратів та пристроїв РЗА.

6.9.3.3 В якості обладнання АСКТП потрібно використовувати обладнання, яке відповідає вимогам ДСТУ ІЕС 60870, має можливість обміну інформацією згідно з ДСТУ ІЕС 61850 як клієнт та сервер, ДСТУ ІЕС 60870,

Modbus, DNP 3.0 тощо на прийом та передачу інформації, підтримує (S) NTP як клієнт та сервер та/або PTPv2 (IEEE 1588-2008).

6.9.4 Реконструйовані підстанції (або ті, що знаходяться у стадії реконструкції) із новим обладнанням, мікропроцесорними терміналами РЗА, вимірювальними приладами із новими засобами АСКТП мають будуватися із гарячим резервом серверів АСКТП та локальної мережі.

6.9.4.1 Внутрішня логіка всіх пристроїв АСКТП (керування, захисту, реєстраторів, контролерів керування комутаційними апаратами, програмного забезпечення верхнього рівня) повинна відповідати ДСТУ ІЕС 61850.

6.9.4.2 Синхронізація часу має бути виконана з використанням протоколу PTPv2 (IEEE 1588-2008).

6.9.4.3 Для обов'язкового забезпечення резервування локальної мережі передачі даних АСКТП слід використовувати ІЕС 62439-3 PRP або HSR. Допускається застосування Rapid spanning tree protocol RSTP (IEEE 802.1w-2001 та/або IEEE802.1D-2004) для некритичних до затримок у часі підмереж.

6.9.4.4 Програмне забезпечення АСКТП повинно мати спеціалізований редактор для створення алгоритмів послідовностей переключень із аналізом поточного стану комутаційного обладнання та блокувань, що надає можливість оператору створити, редагувати послідовності, виконувати їх в автоматичному режимі та покроково.

6.9.4.5 Програмне забезпечення верхнього рівня АСКТП повинно забезпечувати:

- збір даних з пристроїв, встановлених на підстанціях стандартних протоколах обміну даними (для пристроїв допускається використання Modbus);
- гарячий резерв серверів та можливість створення розподіленої архітектури обробки даних;
- обробку даних у реальному масштабі часу, у тому числі: масштабування, обчислення, обробка лімітів;

- архівування циклічних даних, створення архівів із різними часами зберігання даних (усереднені дані за хвилину, годину, добу, місяць, рік) із терміном зберігання не менше двох років;
- збереження спорадичних даних за завданий період часу;
- експорт архівних циклічних та спорадичних даних у реляційні бази даних та у текстові файли простих форматів;
- відображення графіків (діаграм) по архівних даних та по даних реального часу, експорт графіків по точках у текстовому форматі та у вигляді графічних файлів;
- створення звітів по даним реального часу, архівним даним;
- відображення мнемосхем підстанцій та вимірів із автоматичним забарвленням шин в залежності від положення комутаційних апаратів, можливістю реалізації блокування згідно до топології схеми підстанції, що розраховуються автоматично;
- відображення виведення з роботи первинного обладнання та пристроїв РЗ і ПА із блокуванням відображення подій виведеного з роботи устаткування в журналі аварій та заміна його вимірів у розрахунках, балансах та мнемосхемах вимірами інших (дублюючих) пристроїв;
- відображення встановлених переносних заземлювачів у визначених місцях, врахування їх положення при фарбуванні шин;
- становлення та відображення плакатів на мнемосхеми підстанцій з відповідними записами до журналу подій;
- використання ознак якості згідно ДСТУ ІЕС 61850, ІЕС 60870, DNP 3.0;
- використання режиму симуляції стану точок вводу/виводу в реальному часі та забезпечення маніпуляцій із ними (для забезпечення правильної роботи АСКТП з даними введеними вручну);
- автентифікацію та розподіл прав користувачів, створення груп користувачів, можливість обмеження користування системою для окремих користувачів тільки із зазначених робочих місць;
- функції самодіагностики стану протоколів обміну, баз даних, серверів і клієнтських місць із можливістю відображення їх параметрів та обов'язковим записом діагностичних параметрів до журналів;

- ведення системного журналу із неможливістю редагування та записом до нього всіх подій, включно події операційної системи;

- обробку функцій управління згідно до алгоритмів протоколів обміну та стандартів (ДСТУ ІЕС 61850, ІЕС 60870, DNP 3.0) з урахуванням блокувань підтверджень та відображенням інформації про стан команд, встановленням блокувань оператором із захистом паролем та записом в журнал із коментарями;

- створення об'єктів графічних примітивів, не обмежених кількістю станів та з'єднань із різними об'єктами бази даних, а також складних об'єктів, що містять необмежену кількість примітивів;

- створення контекстних підказок та роботу із файлами допомоги для користувача системи;

- створення резервних копій та відновлення програм і баз даних у реальному часі, внесення змін у конфігурацію прикладного програмного забезпечення АСКТП без його зупинки;

- підтримку OPC, ODDC, (S)NMP, Modbus, бути сертифікованим згідно DNP 3.0, РТР v2, ІЕС 62439-3 (PRP та/або HSR), ІЕС 60870, ДСТУ ІЕС 61850.

6.9.4.6 Технологічна мережа АСКТП має будуватися з використанням оптичних кабелів та мережевого обладнання, сертифікованого згідно з ДСТУ ІЕС 61850, ІЕС 62439-3 (PRP та/або HSR).

6.9.4.7 Проекти АСКТП мають містити розрахунок надійності шляхом використання параметрів середнього часу напрацювання на відмову для всіх компонентів (рекомендовано Military Handbook MIL-HDBK-217F) для виконання вимог щодо імовірності відмов виконання функцій згідно з РД 34.35.120, всієї АСКТП.

6.9.4.8 Проект АСКТП має містити повний перелік сигналів із всіх пристроїв, що використовуються, із зазначенням протоколів обміну; приймання АСКТП в експлуатацію повинно здійснюватися шляхом тестування вірності приймання та обробки всіх сигналів.

6.9.4.9 Глибина автоматизації функцій АСКТП повинна забезпечити можливість експлуатації ПС без присутності персоналу на об'єкті.

6.10 Власні потреби підстанцій

6.10.1 Живлення власних потреб (ВП) змінного струму ПС необхідно виконувати не менше, ніж від двох незалежних джерел; для ПС 220 кВ і вище – не менше, ніж від трьох.

6.10.2 Живлення власних потреб на ПС 220 кВ і вище слід виконувати від обмотки НН АТ окремо від секцій шин, з яких живляться споживачі, та від незалежного джерела живлення.

6.10.3 Для ПС 220 кВ і вище слід передбачати автоматичне резервування живлення власних потреб від незалежного джерела, яке б забезпечувало автономну роботу ПС за повної втрати живлення ВП на час відповідно до норм проектування.

6.10.4 Для зменшення величини струмів КЗ систему власних потреб необхідно організовувати класом напруги 35/0,4 кВ.

6.10.5 При реконструкції діючих ПС 220 кВ і вище, ВП необхідно виконувати окремо від приєднань 6 – 35 кВ споживачів.

Живлення сторонніх споживачів від власних потреб заборонено.

6.10.6 Система ВП має передбачати можливість інтегрування в АСКТП.

6.10.7 Для кожного приєднання щита ВП має забезпечуватися видимий розрив.

6.11 Система живлення оперативним струмом

На ПС ДП «НЕК «Укренерго» повинна застосовуватися система оперативного постійного струму (СОПС) напругою 220 В.

6.11.1 Акумуляторні батареї

6.11.1.1 На ПС повинні застосовуватися стаціонарні свинцево-кислотні акумуляторні батареї з рідким електролітом, що відповідають таким вимогам:

- не потребують обслуговування або потребують мінімального обслуговування;

- підвищений термін експлуатації (не менше 20 років);

- висока експлуатаційна безпека та надійність.

6.11.1.2 Міжелементні з'єднання та загальне під'єднання АБ потрібно виконувати мідними гнучкими кабелями з кислотостійкою ізоляцією.

6.11.1.3 Приміщення, в якому розташовується АБ, має відповідати вимогам виробника АБ, які спрямовані на забезпечення максимального терміну служби АБ.

6.11.1.4 Кількість АБ на ПС повинна дорівнювати кількості РП, а для ПС 500 – 750 кВ – на одну більше.

6.11.1.5 При втраті власних потреб АБ повинна забезпечувати час роботи згідно з вимогами нормативних документів.

6.11.2 Зарядно-підзарядні пристрої (ЗПП)

6.11.2.1 ЗПП повинні відповідати таким вимогам:

- керування на базі мікропроцесора;

- термін експлуатації ЗПП не менше 20 років;

- відхилення напруги від заданого рівня в режимі постійної підзарядки – не більше 1,0%;

- коефіцієнт пульсації випрямленої напруги – не більше ніж $1 \div 1,5\%$;

- дистанційний контроль, керування та інформаційний вихід до АСКТП;

- адаптація до роботи з АБ.

6.11.2.2 Система моніторингу ЗПП повинна забезпечувати:

- індикацію вихідної напруги і струму;

- сигналізацію про підвищення або зниження вихідної напруги;

- повідомлення про глибокий розряд батареї;

- ведення архіву повідомлень (не менше 100);

- повідомлення про припинення заряду;

- контроль ізоляції (постійного струму).

6.11.3 Щити постійного струму

6.11.3.1 Для кожної АБ повинен передбачатися окремий щит постійного струму (ЩПС).

6.11.3.2 На кожному ЩПС мають бути передбачені пристрої сигналізації та контролю, що виконують такі функції:

- контроль напруги на шинках постійного струму та видача сигналів про її підвищення або зниження;
- контроль опору ізоляції кіл оперативного струму;
- контроль аварійного відключення будь-якого автоматичного вимикача;
- контроль струму та напруги АБ.

6.11.3.3 ЩПС повинні обладнуватися пристроями:

- автоматизованого пошуку замикань на землю в мережі постійного струму;
- автоматичного визначення пошкодженого приєднання;
- «миготливого світла» (за необхідності).

6.11.3.4 Живлення споживачів постійного струму необхідно виконувати через автоматичні вимикачі.

6.12 Засоби диспетчерського та технологічного керування

6.12.1 Вимоги до телекомунікаційної мережі

Стратегічними цілями розвитку телекомунікаційної мережі є:

- забезпечення керованості всіх об'єктів ДП «НЕК «Укренерго» з наданням гарантованого безперебійного та якісного зв'язку і передавання необхідних обсягів даних шляхом побудови незалежних власних оптичних магістралей;
- забезпечення потоку обміну інформацією між всіма рівнями, що зумовлено політикою централізації керування мережею, передавання та обліку електроенергії.

Особливо необхідно акцентувати увагу на забезпеченні гарантованого якісного диспетчерського зв'язку і передачі технологічних даних для керування мережею та комерційних даних обліку електричної енергії.

Для вирішення вищезазначених цілей необхідно забезпечити виконання таких завдань:

- побудова власної оптичної мережі зі змішаною топологією (у якості основи використовується кільцева структура, в якій будуються максимально допустимі перетинчасті структури оптичних магістралей). Це дозволить побудувати надійну мережу, в якій навіть за наявності кількох ушкоджень оптичних кабелів зв'язок залишиться на високому рівні якості;
- використання сучасних апаратних рішень єдиної для всіх енергосистем мережі передачі даних з керуванням та контролем з єдиного центру;
- використання сучасних апаратних рішень єдиної для всіх енергосистем мережі телефонного та диспетчерського зв'язку на базі IP-технологій з керуванням та контролем з єдиного центру;
- побудова відмовостійких ЦОД для забезпечення функціонування всіх технологічних задач та сервісів.

6.12.2 Вимоги до засобів голосового диспетчерського зв'язку

Для забезпечення диспетчерського та технологічного складу ДП «НЕК «Укренерго» послугою голосового зв'язку мережа телефонії повинна відповідати таким вимогам:

- поєднувати відомчі телефонні мережі ДП «НЕК «Укренерго» та підпорядкованих йому підрозділів;
- поєднувати різні рівні керування оперативно-диспетчерської, виробничо-технологічної та адміністративно-господарської діяльності;
- мати можливість надання послуг як по традиційних каналах передачі даних, так і по пакетній мережі засобами IP-протоколів;
- структура мережі повинна відповідати міжнародним стандартам побудови мереж NGN (Next Generation Network) та IMS (IP Multimedia Subsystem);

- все обладнання мережі повинно підтримувати відкриті протоколи взаємодії;

- мати розгалужену систему керування обладнанням та маршрутизації для усіх рівнів мережі з можливістю централізованого та відокремленого відображення аварійних подій.

6.12.3 Вимоги до функціональності мережі

Телекомунікаційна мережа повинна:

- бути економічною;
- бути орієнтованою на пакетну передачу даних;
- мати здатність до розширення голосових комунікацій;
- забезпечувати уніфіковані комунікації;
- забезпечувати відеотелефонію та конференцзв'язок;
- мати здатність до самообслуговування телефонних послуг;
- забезпечувати мобільні комунікації;
- передбачати зв'язок із комунікаційними програмами спілкування в режимі реального часу.

Для виключення впливу виробничої діяльності на діяльність по управлінню технологічними процесами електроенергетики, у складі телекомунікаційної мережі передбачають дві роздільні відповідні складові:

- технологічну - призначену для забезпечення керування технологічними процесами у виробництві та передачі електроенергії, оперативно-диспетчерського й оперативно-технологічного керування;

- корпоративну - призначену для забезпечення виробничої (фінансової, комерційної та адміністративно-господарської) діяльності суб'єктів електроенергетики.

6.12.4 Вимоги до обладнання телекомунікаційної мережі

Устаткування, окрім забезпечення необхідної якості, захищеності і надійності для забезпечення оперативно-диспетчерського зв'язку має відповідати таким вимогам мережі NGN:

- інтеграція послуг багатоканального доступу IP (ADSL, FTTH з можливістю простого налаштування) і IP-телефонії;
- підтримка можливості як централізованого, так і локального управління всіма елементами системи;
- здатність до масштабованості простим нарощуванням кількості елементів;
- відкриті і стандартизовані інтерфейси – можливість взаємодії з обладнанням різних виробників;
- універсальність (програмна настройка інтерфейсів на тип сигналізації в TDM і використання IP як в програмному комутаторі основного протоколу взаємодії з мережевим оточенням, так і всередині самого комутаційного вузла);
- широкополосність (можливість реалізації DSL-інтерфейсів високих пропускних спроможностей на пропонованому устаткуванні і мережевих інтерфейсах обладнання та забезпечення необхідної гнучкості);
- інтелектуальність (в усіх вузлах, де передбачається надавати послугу транспорту E1 або IP, можлива установка програмного комутатора, який контролює локальний телефонний трафік і служить платформою для надання послуг);
- модульність (універсальна платформа повинна мати модульну архітектуру, що буде дозволяти масштабувати її в міру необхідності і забезпечувати гнучкість ємності в рамках мережі);
- широкий спектр інтерфейсів (аналогові абонентські інтерфейси Z, E1, ADSL2 +, VDSL2 тощо);
- відеозв'язок;
- мультипротокольність (обладнання повинно бути конвергентною платформою та забезпечувати, поряд з широким спектром IP-функціональності

– H.323, MGCP / NCP, SIP, SIP-T тощо, всі цифрові протоколи і сигналізацію TDM-мереж – CAS (1BCK, 2BCK), Q.Sig, EDSS1, OKC№7 тощо);

– відкритість (підтримка обладнанням програмних протоколів взаємодії із зовнішніми серверами послуг, таких як VoXML, CSTA, ParlayX, SIP тощо);

– якість обслуговування і універсальність мережі (забезпечення якості за допомогою стандартних механізмів TDM-маршрутизації, пріоритетності, резервування тощо);

– відповідність міжнародним стандартам MCE, ETSI, EN і т.д.;

– відповідність регулятивним вимогам – підтримка системи оперативно-розшукових заходів (COP3) і легального нагляду (Lawful Interception);

– всі телекомунікаційні комплекси повинні отримувати електроживлення від систем гарантованого живлення підстанції.

6.13 Метрологічне забезпечення

6.13.1 Ці вимоги поширюються на засоби вимірювальної техніки (ЗВТ), їх метрологічне забезпечення та проведення вимірювань в магістральних та міждержавних електричних мережах.

6.13.2 Використовувані ЗВТ повинні відповідати встановленим вимогам щодо їх точності.

6.13.3 Використовувані ЗВТ повинні бути занесені до Державного реєстру засобів вимірювальної техніки або мати Сертифікат оцінки відповідності суттєвим вимогам відповідних технічних регламентів (Технічний регламент засобів вимірювальної техніки або Технічний регламент законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки).

6.13.4 Клас точності щитових вимірювальних приладів безперервного вимірювання має бути не нижче 1,5 (допускається застосовувати щитові вимірювальні прилади класу точності 2,5, якщо за їх допомогою не здійснюють безперервний контроль технологічного режиму роботи обладнання); вимірювальних приладів – не нижче 0,5; вимірювальних шунтів – не нижче 0,5; вимірювальних перетворювачів – не нижче 1,0.

6.13.5 Межі вимірювання приладів необхідно вибирати з урахуванням найбільших можливих значень величин, що вимірюються.

6.13.6 Цифрові прилади, які не мають додаткового незалежного джерела електроживлення, необхідно обладнувати сигналізацією про зникнення основного електроживлення.

6.13.7 Єдність та достовірність вимірювань повинна бути забезпечена на всіх етапах експлуатації та розвитку електричних мереж.

6.13.8 На підприємстві повинен виконуватися нагляд за забезпеченням єдності вимірювань.

6.13.9 На підприємстві повинні бути:

- методики вимірювань, випробувань, повірки;
- забезпечені процеси вимірювань, випробувань, контролю та підтримки ЗВТ в справному стані;
- технічні засоби - еталони, випробувальне обладнання;
- обладнання для автоматизації, конфігурування та програмування ЗВТ.

6.13.10 Встановлювати ЗВТ необхідно в пунктах керування та періодичного контролю за технологічним режимом роботи обладнання.

6.13.11 У разі можливої зміни напрямку струму ЗВТ постійного струму повинні мати індикацію напрямку перетікання струму або двосторонні шкали.

6.13.12 Реєстрацію струму необхідно здійснювати на одній із фаз ЛЕП напругою від 220 кВ до 500 кВ і трьох фазах ЛЕП напругою 750 кВ.

6.13.13 Клас точності щитових ЗВТ безперервного вимірювання на збірних шинах напругою 220 кВ і вище має бути не нижче 1,0.

6.13.14 На збірних шинах напругою 110 кВ і вище підстанцій, які є вузловими в енергосистемі (у частині ведення режиму), необхідно реєструвати значення однієї міжфазної напруги (або відхилення напруги від заданого значення).

6.13.15 На підстанціях напругою 220 кВ і вище необхідно реєструвати напругу на полюсах акумуляторної батареї.

6.13.16 У колах, де напрямок потужності може змінюватися, ЗВТ повинні мати індикацію напрямку перетікання потужності або двосторонню шкалу.

6.13.17 Абсолютна похибка реєструючих частотомірів на підстанціях та в енергосистемах має бути не нижче $\pm 0,1$ Гц.

6.14 Система обліку електроенергії

6.14.1 Всі прилади обліку електроенергії повинні бути внесені в державний реєстр засобів вимірювальної техніки України або відповідати вимогам Технічного регламенту засобів вимірювальної техніки.

6.14.2 При проектуванні ПС необхідно передбачити створення автоматизованої системи обліку електричної енергії (АСОЕ) локального рівня (АСОЕ ЛР) у складі з підсистемою контролю положення основного комутаційного обладнання (вимикачі, роз'єднувачі, заземлюючі ножі). Необхідно передбачити можливість підключення кіл фіксації положення комутаційних апаратів до АСОЕ. Як варіант, для отримання даних про положення комутаційних апаратів, можна використовувати дані, отримані від АСКТП підстанції.

6.14.3 При побудові та впровадженні АСОЕ на нових об'єктах та при реконструкції існуючих, необхідно передбачати її обов'язкову перевірку (оцінку відповідності або відповідний аналог згідно з чинним законодавством) в технічному завданні на проектування.

6.14.4 Створювана АСОЕ повинна передбачати резервування технічних засобів підсистеми збору даних з лічильників та підсистеми передачі їх на рівень АСОЕ регіонального рівня, а саме використання обох портів лічильників та обладнання для підключення до АСОЕ ЛР локальної мережі ПС та ЕС.

6.14.5 Передачу даних приладів обліку електроенергії необхідно організувати до локального, регіонального та центрального рівнів АСОЕ відповідно.

6.14.6 Необхідно передбачати створення підсистеми моніторингу та контролю показників якості електроенергії.

6.14.7 Для АСОЕ ЛР необхідно забезпечувати резервне живлення.

6.14.8 АСОЕ повинна забезпечувати збереження архівів і видавати необхідні обсяги даних.

6.14.9 У кожній точці обліку з класом напруги 110 кВ та вище повинні бути установлені два багатофункціональні трьохелементні лічильники електроенергії – основний та дублюючий.

6.14.10 Кола струму та напруги лічильників електроенергії й електровимірювальних приладів повинні підключатися до вимірювальних обмоток вимірювальних ТС і ТН окремо від обладнання РЗ і ПА та мати можливість пломбування.

6.14.11 Підключення лічильників та електровимірювальних приладів повинно виконуватись через клемні колодки, які дозволяють їх заміну без відключення силових кіл та мати можливість пломбування.

6.14.12 Для приєднань 110 кВ і вище необхідно використовувати чотирипровідну схему підключення трьохелементних лічильників електроенергії.

6.14.13 На приєднаннях 330 кВ та вище встановлення приладів обліку електроенергії передбачається безпосередньо у вторинних колах лінійних ТС.

6.14.14 Для забезпечення розрахунків балансів електроенергії можливе встановлення лічильників у вторинних колах міжсекційних вимикачів, вимикачів поля та з усіх сторін трансформаторів/автотрансформаторів (для виміру технологічних втрат).

6.15 Діагностика та моніторинг стану обладнання підстанцій

6.15.1 Передбачати системи моніторингу необхідно за наявності техніко-економічного обґрунтування.

6.15.2 Система діагностичного моніторингу енергетичного об'єкта повинна проектуватися комплексно та складатися з підсистем моніторингу окремих одиниць обладнання.

6.15.3 У комплексній системі моніторингу рекомендовано охоплювати такі параметри:

а) для трансформаторів, автотрансформаторів та оливнонаповнених реакторів:

- стан ізоляції обмоток;
- стан оливи;
- стан введів;
- стан РПН;
- стан і ефективність роботи системи охолодження;
- робоча напруга, струм навантаження, потужність кожної з обмоток.

б) для комутаційної апаратури:

- залишковий комутаційний ресурс головних контактів;
- стан приводу;
- стан ізоляції;
- тиск та густина елегазу.

в) для вимірювальних трансформаторів:

- стан ізоляції;
- тиск та густина елегазу;
- контроль міжвиткових замикань ($3U_0$ для трансформаторів напруги).

6.15.4 Залежно від величини потужності, важливості контролюваного обладнання, а також від ряду інших параметрів, склад діагностичних засобів системи моніторингу може змінюватись.

6.15.5 Методи діагностики, що використовуються в системах моніторингу, повинні працювати в режимі реального часу.

6.15.6 Система моніторингу повинна включати в себе автоматизовану систему прогнозування відмов.

6.15.7 В кожній системі моніторингу повинна передбачатися можливість інтеграції в АСКТП.

6.15.8 За необхідності допускається застосування програмних комплексів типу SCADA з функціями відеоспостереження, відеофіксації та термоспостереження.

6.15.9 При використанні різних програмних комплексів для моніторингу обладнання необхідно вживати заходів з кібербезпеки.

7 ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

7.1 Повітряні лінії електропередавання

7.1.1 Під час реконструкції ПЛ потрібно передбачати заміну залізобетонних анкерних опор на металеві.

7.1.2 Під час реконструкції ПЛ анкерні прогони необхідно зменшувати до нормативних шляхом встановлення додаткових анкерних опор.

7.1.3 При проходженні лінії по території з легкозаймистим покриттям (очерет, торф'яники), необхідно збільшувати габарити (не менше ніж на 4 м).

7.1.4 При влаштуванні переходів слід надавати перевагу застосуванню типових опор вищих класів напруги.

7.1.5 ПЛ зв'язку та ПЛ 0,4 – 35 кВ сторонніх організацій, що проходять по території ПС ММЕМ та безпосередньо з нею не пов'язані, підлягають перевлаштуванню та переносу за межі ПС.

Існуючі місця встановлення опор, конфігурацію та площу земельної ділянки під час реконструкції ПЛ потрібно намагатися не змінювати.

7.1.6 Ізоляцію одного кола двоколової ПЛ потрібно виконувати гірляндою з відмінною імпульсною міцністю (для запобігання одночасному вимкненню обох кіл при грозовій перенапрузі).

7.1.7 Для монтажу ПЛ напругою 110 кВ і вище слід застосовувати збірні залізобетонні фундаменти, при необхідності палеві та буронабивні. Дозволено використання буроін'єкційних фундаментів.

Для агресивних середовищ застосовувати в першу чергу стійкий цемент (сульфатостійкий цемент), а потім додаткові шари корозійностійких матеріалів (бітум, гаряча смола і т.д.).

7.1.8 Не допускається обвалування металевих конструкцій опор при захисті опор від проходження льодоходу.

7.1.9 Для ПЛ з класом напруги до 330 кВ потрібно застосовувати такі опори: проміжні залізобетонні опори; металеві ґратчасті; багатогранні опори – для одноколових ПЛ порталного типу; для двоколових ПЛ одностоякові (для напруги 220 – 330 кВ) за умови застосування фундаментів заводського виготовлення; анкерні металеві ґратчасті – для всіх класів напруги.

За наявності обґрунтування, в районах з високими вітровими та/або ожеледевими навантаженнями і в гірській місцевості з обмеженими можливостями по вазі конструкцій, дозволено використання композитних опор або опор з використанням композитних елементів.

7.1.10 Багатогранні опори повинні комплектуватися системами безпечного підймання ремонтного персоналу на опору.

7.1.11 Для ПЛ з класом напруги 400 – 750 кВ застосовувати тільки металеві ґратчасті або багатогранні опори.

7.1.12 Металеві опори використовувати лише з антикорозійним захистом, виконаним методом гарячого цинкування.

7.1.13 Для металевих ґратчастих опор передбачати обварювання болтових з'єднань на висоту до 10 м.

7.1.14 Опори на відтяжках не застосовувати.

7.1.15 На проміжних опорах необхідно передбачати перехід від КГП до КГ з його орієнтуванням вздовж осі траверс.

7.1.16 Для спорудження ПЛ напругою 110 кВ і вище рекомендується застосовувати традиційний провід. Застосування високотемпературних та аеродинамічних проводів дозволяється тільки на підставі відповідного техніко-економічного обґрунтування.

7.1.17 Для двоколових ПЛ необхідно передбачати грозозахисний трос з сталевалюмінієвого проводу, для одноколових ПЛ - трос ТК-11 з оцинкуванням ОЖ. В підвісках використовувати захисну арматуру, яка не потребує регулювання під час експлуатації.

7.1.18 При спорудженні ВОЛЗ прокладати ОКГТ без ізоляторів в підвісці. Спуски ОКГТ до муфт кріпити затискачами з резиновими підкладками для

запобігання електрохімічній корозії оболонки ОКГТ. Також необхідно передбачати захисні противандальні ящики для муфт. Муфти розміщувати на висоті не менше ніж 8 м. В обґрунтованих випадках дозволено використання оптичного кабелю неметалевого навісного (ОКНН).

7.1.19 Підвісну ізоляцію використовувати скляного типу.

Для ПЛ напругою до 220 кВ в районах з помірним галопуванням, на підставі відповідного техніко-економічного обґрунтування можливе використання полімерних ізоляторів. Ізолятори використовувати з цільнолитою кремнієвоорганічною захисною оболонкою.

7.1.20 Для з'єднання проводів в шлейфах використовувати спіральні затискачі.

7.1.21 Натяжну та з'єднувальну спіральну арматуру для проводу та тросу не використовувати.

7.1.22 Використовувати захисний спіральний протектор за необхідності як додатковий шар на провід в місцях встановлення віброгасників, уникати використання протекторів в підтримуючих затискачах (для АС 400/51 відсутній ПГН необхідного розміру).

7.1.23 Необхідно використовувати багаточастотні віброгасники.

7.1.24 Розпірки необхідно використовувати традиційні; для районів інтенсивного галопування – демпферні.

7.1.25 Гасники галопування застосовувати з принципом роботи від напору повітря (спойлери, пластинчасті). Гасники галопування з додатковою вагою для збільшення крутильної жорсткості не використовувати.

7.1.26 Плавлення ожеледі на ГЗТ передбачати в разі обґрунтованої необхідності від сторонніх джерел живлення.

7.2 Кабельні лінії електропередавання

7.2.1 Для побудови кабельних ліній (КЛ) необхідно застосовувати кабель, основну ізоляцію якого виконано з екструдованого пероксидно зшитого

поліетилену (ЗПЕ), з вбудованою оптоволоконною лінією, яку передбачено використовувати для зв'язку та вимірювання температури кабелю (або передбачати прокладку окремого волоконно-оптичного кабелю). Дозволено використовувати кабелі, що пройшли тривалі випробування на надійність згідно із стандартом ДСТУ ІЕС 62067.

7.2.2 Траса КЛ повинна вибиратися з урахуванням найменшої витрати кабелю, забезпечення його цілісності при механічних впливах, захисту від корозії, вібрації, перегріву і від пошкоджень сусідніх кабелів електричною дугою при виникненні КЗ на одному з кабелів. При розміщенні кабелів слід уникати перехрещень їх між собою, а також з трубопроводами і т. ін.

7.2.3 Для прокладання в інженерних спорудах застосовувати кабелі із зовнішніми оболонками, виконаними з матеріалів зниженої горючості, у тому числі полівінілхлоридних композицій з низьким димо- та газовиділенням або з безгалогенних композицій з високим кисневим індексом.

7.2.4 При прокладанні КЛ необхідно використовувати кабель одного типу та одного виробника – обов'язково, з'єднувальних муфт – по можливості.

7.2.5 Вся кабельна арматура повинна мати максимальний ступінь заводської готовності, що забезпечує мінімізацію негативного впливу людського фактора.

7.2.6 Для з'єднання КЛ необхідно застосовувати муфти, які не потребують додаткового обслуговування.

7.2.7 При проектуванні КЛ вибір перетину екрана і його заземлення треба здійснювати за умов припустимого нагрівання КЛ у нормальному режимі роботи, а також у режимі КЗ, безпеки обслуговування з урахуванням кількості та місць розташування коробок транспозиції, за принципом мінімізації кількості з'єднувальних муфт.

7.2.8 Спосіб заземлення екранів (часткове розземлення або застосування транспозиції екранів) обирається індивідуально в кожному конкретному випадку залежно, насамперед, від значення струмів КЗ і умов безпечного проведення робіт під час експлуатації та ТО.

7.2.9 Для прокладання КЛ під водою необхідно передбачати резерв: для однієї КЛ – один кабель, для двох КЛ – два кабелі, для трьох і більше – за проектним рішенням, але не менше двох. Необхідно застосовувати броньовані кабелі й арматуру герметичної конструкції, що забезпечують роботу протягом запланованого терміну експлуатації в умовах гідростатичного тиску.

7.2.10 КЛ 330 кВ і вище в межах міста рекомендується прокладати в спеціальних тунелях та кабельних спорудах.

7.2.11 При проектуванні траси в тунелі передбачати такі інженерно-технічні рішення для:

- ремонтно-експлуатаційних майданчиків;
- систем пожежної безпеки;
- систем кондиціонування повітря (підтримання температури та вологості повітря на заданому рівні);
- систем вентиляції та освітлення;
- комплексних систем охорони та технологічного відеоспостереження.

7.2.12 Для монтажу та ремонту кабелю необхідно вибирати та застосовувати кабельну арматуру з терміном експлуатації не менше 30 років та терміном зберігання не менше трьох років.

7.3 Діагностика та моніторинг ліній електропередавання

7.3.1 Системи моніторингу необхідно застосовувати на підставі відповідного техніко-економічного обґрунтування для важливих системоутворюючих транзитів та ліній, пошкодження яких може призвести до серйозних наслідків.

7.3.2 Система моніторингу ЛЕП повинна контролювати такі параметри:

- температура проводів;
- часткові розряди;
- спроможності лінії забезпечувати підвищену пропускну здатність;
- стан підвісної ізоляції;
- виникнення ожеледі;

- перехідні струми і напруги (з метою локації місця пошкодження);
- погодні умови вздовж повітряної лінії;
- стан ізоляції та температуру кабельних ліній.

7.3.3 Для передачі даних з первинних датчиків до органів збору інформації в системах моніторингу необхідно застосовувати систему GPRS General Packet Radio Service (або більш сучасну).

7.3.4 Апаратура систем моніторингу з радіопередачою даних повинна мати захист від зовнішніх радіоперешкод.

7.3.5 Для кабельних ліній напругою 220 кВ і вище необхідно застосовувати систему моніторингу типу DTS (Distributed Temperature Sensing) з вбудованим оптоволоконним кабелем зв'язку для контролю температури кабелю та відслідковування місця пошкодження з точністю до одного метра.

7.3.6 Для КЛ напругою 220 кВ і вище дозволяється застосовувати метод моніторингу технічного стану ізоляції на основі вимірів часткових імпульсів. При цьому необхідно застосовувати сучасні датчики часткових розрядів в ізоляції кабельних ліній, які не чутливі до струмів промислової частоти. Для таких систем необхідно вживати комплексні заходи для зменшення впливу перешкод на оцінку стану ізоляції КЛ.

7.3.7 На особливо важливих ЛЕП, що проходять в четвертому та п'ятому районах по ожеледі або на територіях, де спостерігаються часті галопування проводів, доцільним є влаштування автоматизованих систем моніторингу ожеледі з такими функціями:

- неперервного, в реальному часі, визначення наявності ожеледних нашарувань;
- визначення кількісних та якісних параметрів нашарувань;
- визначення швидкості зростання нашарувань.

8 ОСНОВНІ ВИМОГИ ДО БУДІВЕЛЬ ТА СПОРУД

8.1 При будівництві будівель ПС (ЗРУ, складських приміщень, резервуарів пожежогасіння та ін.) необхідно надавати перевагу застосуванню каркасної або модульної конструкцій будівель з облицюванням сендвіч-панелями. Застосування цегли, керамоблоків та газоблоків при будівництві великогабаритних будівель допускається за наявності обґрунтування, в тому числі за вимогами безпеки.

8.2 Для виготовлення металоконструкцій порталів і опорних конструкцій під обладнання та для захисту від корозії будівельних конструкцій необхідно застосовувати нові вискоєфективні матеріали, – стійкі до корозії сталі підвищеної міцності.

8.3 Для розведення кабелів вторинних систем в приміщеннях слід використовувати кабельні канали та фальшпідлоги; кабельні поверхи допускаються за наявності відповідного техніко-економічного обґрунтування.

8.4 Виробничі і господарські резервуари повинні виконуватися з монолітного залізобетону з маркою водонепроникності не менше W8 або зі збірних бетонних блоків з гідроізоляцією за допомогою сталевих сорочки; як зовнішню і внутрішню гідроізоляцію резервуарів необхідно застосовувати матеріали проникаючої дії; перекриття резервуарів необхідно виконувати збірним залізобетонним блоком з поверхневою гідроізоляцією.

8.5 Зовнішні мережі господарсько-питного водопроводу низького тиску слід виконувати з напірних труб з полівінілхлориду (ПВХ); зовнішні мережі побутової каналізації – з безнапірних труб з ПВХ.

8.6 Для влаштування оливоприймальних пристроїв оливонаповненого обладнання застосовувати метод заливного армованого бетону з використанням полімерних добавок для поліпшення характеристик бетону.

8.7 Фарбування бетонних поверхонь оливоприймальних пристроїв здійснювати оливостійкою фарбою для захисту поверхні від трансформаторної оливи.

8.8 В службових і виробничих приміщеннях, залежно від функціонального призначення, використовувати підлогові покриття, такі як: лінолеум, керамічна плитка, плитка з керамограніту, а також наливні підлоги на основі поліуретану або епоксидних смол. У приміщеннях з обладнанням (релейний зал, КРУЕ та ін.) підлога, стіни, стеля повинні бути покриті матеріалом, що запобігає пилоутворенню.

8.9 Всі проектні рішення необхідно об'єднувати в єдиний архітектурно-промисловий комплекс, застосовувати єдиний корпоративний стиль оформлення фасадів будівель і споруд.

8.10 Під час будівництва будівель і споруд ПС конструкція даху повинна бути двох- або більше скатна. Необхідно використовувати покрівельний матеріал, з терміном служби не менше 50 років.

8.11 Будівлі будь-якого виконання повинні бути обладнані опаленням, вентиляцією, кондиціонуванням повітря, пожежною сигналізацією згідно з чинною нормативно-технічною документацією та технічними вимогами до встановленого обладнання. Вхідні зовнішні двері всіх приміщень ПС слід виконувати з металу та забезпечувати внутрішніми замками. З метою запобігання несанкціонованому доступу сторонніх осіб у технологічні приміщення, вікна повинні бути відсутні. У разі необхідності в природному освітленні, вікна першого поверху будівлі необхідно облаштовувати ґратами.

8.12 Фасадні частини будівель і споруд закритих ПС, розташованих в зоні міської забудови, повинні відповідати навколишньому архітектурному ландшафту.

8.13 Для прокладання кабельних зв'язків по території ПС необхідно використовувати кабельні лотки наземного розташування. Кабельні лотки підземного розташування дозволяється застосовувати тільки за наявності відповідного техніко-економічного обґрунтування та з виконанням системи водовідведення.

9 ІНЖЕНЕРНО-ТЕХНІЧНІ ЗАХОДИ ОХОРОНИ ОБ'ЄКТІВ

9.1 На енергетичних об'єктах необхідно передбачати системи охоронного і технологічного відеоспостереження.

9.2 Периметр ПС повинен бути обладнаний залізобетонною огорожею заввишки два метри, з облаштуванням інженерною системою захисту периметру типу «Єгоза» (або аналогічною) та системою відеоспостереження. Огорожу висотою вище двох метрів використовувати тільки за наявності відповідного техніко-економічного обґрунтування.

9.3 На енергетичних об'єктах необхідно встановлювати системи контролю та керування доступом, сигналізацію порушення периметру. Контроль доступу на територію ПС виконувати з глибиною архіву у 90 діб.

9.4 Параметри та склад обладнання комплексної системи безпеки об'єкта повинні забезпечувати такі функції:

- автоматичну фіксацію аудіо- та відеоінформації подій, як на самій території периметра ПС, так і на прилеглих територіях на відстані не менше 50 м;

- автоматичне сповіщення користувачів системи про важливі та нестандартні події, в тому числі передбачати виявлення несанкціонованого доступу на територію та у приміщення ПС і передачу сигналу тривоги;

- автоматизоване відеоспостереження за периметром та обраними технологічними елементами на території ПС;

- автоматичну реплікацію зібраних об'єктових даних на центральний сервер системи в ЕС з глибиною архіву у 90 діб;

- автоматизоване локальне та віддалене керування системою;

- автоматизоване формування інтегрованих узагальнених звітів.

9.5 Об'єкти особливої важливості необхідно обладнувати кнопкою тривожної сигналізації з виведенням на ПЦО.

9.6 Охоронне освітлення повинно перебувати нормально у вимкненому стані і вмикатися автоматично відповідно до спрацювання датчика руху (ділянки ПС) периметральної охоронної сигналізації.

9.7 Здійснення електроживлення мережі охоронного освітлення необхідно виконувати окремими лініями від мережі робочого освітлення.

9.8 На ПС необхідно передбачати аварійне джерело живлення для забезпечення безперебійної роботи апаратури охоронної сигналізації.

10 ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ ТА ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ

Технічна політика враховує такі напрями в галузі енергозбереження та енергоефективності:

10.1 Енергоаудит

Проведення енергетичних обстежень об'єктів, складання їх енергетичних паспортів.

В ході проведення енергоаудиту необхідно:

- аналізувати витрати на енергію протягом кількох років;
- визначати потенціал енергозбереження об'єкта, який обстежується;
- розробляти програму з енергозбереження, в якій на основі результатів енергоаудиту готується проект, що містить склад енергозберігаючих заходів, розрахунок фінансових витрат на їх реалізацію, розрахунок отриманої економії від реалізації.

10.2 Енергооблік

Встановлення приладів обліку та впровадження централізованих автоматизованих систем обліку енергоресурсів на енергетичних об'єктах.

Метою створення автоматизованих інформаційно-вимірювальних систем комерційного обліку є забезпечення дистанційного обліку енергії енергетичного об'єкта, визначення технологічних витрат і втрат, оперативне керування режимами енергоспоживання. Впровадження автоматизованих систем обліку енергоресурсів – це можливість отримання повної інформації

про енергоспоживання, розширення підтримки програм енергозбереження за рахунок персоналізації відповідальності за енергоспоживання і механізм оперативного та об'єктивного контролю реалізації програм енергозбереження.

10.3 Впровадження енергозберігаючих технологій

Технологічні процеси, пов'язані з енергозбереженням і скороченням витрат на використання електроенергії та енергоресурсів, можна умовно поділити таким чином:

- компенсація реактивної потужності;
- використання пристроїв автоматичного керування освітленням;
- використання тепла АТ для опалення виробничих будівель на ПС;
- живлення частини власних потреб ПС від альтернативних джерел живлення;
- впровадження енергоефективних приладів освітлення нових конструкцій;
- установка пристроїв плавного пуску;
- установка датчиків руху, обсягу, освітленості;
- заміна енергоємного обладнання на енергоефективне (з більшим ККД);
- герметизація та утеплення будівель.

10.4 Енергозбереження в будівлях і спорудах, вдосконалення їх конструкції

Заходи з енергозбереження в будівлях і спорудах повинні бути направлені на:

- проведення комплексних робіт з утеплення виробничих приміщень;
- застосування автоматизованих індивідуальних теплових пунктів на будівлях;
- заміну традиційних схем обігріву на підігрів підлоги прокладкою пластикових труб;
- заміна систем об'ємного нагріву на локальні ІК-системи обігріву;
- очищення вікон;
- фарбування стін приміщень світлою фарбою.

10.5 Організаційні заходи з енергозбереження. Визначення вихідного стану і підготовка підприємства для впровадження програми енергозбереження

Для оцінки ефективності використання енергетичних ресурсів і надійності роботи енергокомплексу підприємства необхідно додатково здійснити такі організаційні заходи:

- визначення частки енерговитрат у структурі собівартості;
- розробка заходів енергозбереження та підвищення енергоефективності стосовно технологічних умов діяльності підприємства;
- вивчення персоналом правил енергозбереження та раціонального використання енергоресурсів, моніторинг виконання внутрішніх регламентів енергокористування;
- визначення відповідальних осіб за проведення програми енергозбереження, контроль виконання програми;
- стимулювання відповідальних осіб при отриманні ефекту від проведення заходів підвищення енергоефективності та зниження витрат на придбання енергоресурсів;
- інформаційне забезпечення енергозбереження, пропаганда основ енергозбереження на підприємстві;
- облік ефективності реалізованих заходів енергозбереження.

11 ВИМОГИ ЕКОЛОГІЧНОЇ БЕЗПЕКИ

11.1 Загальні положення

11.1.1 Діяльність підприємства із забезпечення вимог екологічної безпеки полягає в обґрунтуванні і реалізації економічних, технічних, організаційних, санітарних, гігієнічних, природоохоронних, державно-правових та інших заходів, спрямованих на забезпечення безпеки навколишнього природного та соціального середовища.

11.1.2 Безпечний стан навколишнього природного та соціального середовища досягається вирішенням таких завдань:

– вивчення існуючого стану території району (майданчика, траси) будівництва або їх варіантів, де планується здійснити плановану діяльність;

– розгляд і оцінка екологічних, соціальних і техногенних факторів, санітарно-епідеміологічної ситуації конкурентоспроможних альтернатив (у тому числі технологічних і територіальних) планованої діяльності та обґрунтування переваг обраної альтернативи та варіанта розміщення;

– визначення переліку можливих екологічно небезпечних впливів (далі – впливів) і зон впливів планованої діяльності на навколишнє середовище за варіантами розміщення (якщо рекомендується подальший розгляд декількох варіантів);

– визначення масштабів та рівнів впливів планованої діяльності на навколишнє середовище;

– прогноз змін стану навколишнього середовища відповідно до переліку впливів;

– визначення комплексу заходів щодо попередження або обмеження небезпечних впливів планованої діяльності на навколишнє середовище, необхідних для дотримання вимог природоохоронного та санітарного законодавств і інших законодавчих та нормативних документів, які стосуються безпеки навколишнього середовища, та надійний протипожежний захист об'єктів будівництва;

– визначення прийнятності очікуваних залишкових впливів на навколишнє середовище, що можуть мати місце лише за умови реалізації всіх передбачених заходів.

11.1.3 Врахування громадських інтересів здійснюється відповідно до Закону України «Про врегулювання містобудівної діяльності», постанови Кабінету Міністрів України від 29.06.2011 № 771 та інших відповідних законодавчих документів. При цьому потрібно забезпечувати:

– інформування в установленому порядку населення про проведення обговорення планованої діяльності;

– громадське обговорення проекту (широта обговорення повинна визначатися масштабами очікуваних впливів).

11.1.4 Матеріали врахування громадських інтересів повинні містити:

– відомості про опублікування в засобах масової інформації заяви про наміри і проведення громадських обговорень;

– письмові та інші документи звернень громадян;

– перелік матеріалів, представлених з боку замовника і виконавця ОВНС на розгляд місцевого населення та громадських організацій, перелік питань і зауважень громадян, обґрунтовані відповіді;

– узагальнені рішення про врахувану частину громадських пропозицій та обґрунтування, що стосуються неврахованої їх частини;

– рішення громадської експертизи (якщо вона проводилась).

11.1.5 Коригування матеріалів за результатами громадського обговорення здійснюється за рішенням замовника і генпроектувальника. Причини неврахування тих чи інших рішень, за необхідності, передаються зацікавленій громадськості.

11.1.6 За наявності впливів планованої діяльності на території сусідніх держав її виконують з урахуванням вимог Конвенції про оцінку впливу на навколишнє середовище у транскордонному контексті, ратифікованої Україною 19 березня 1999 року.

11.1.7 Звітні матеріали повинні за своїм складом і змістом бути достатні для того, щоб характеризувати:

– дотримання вимог нормативно-правових документів органів державної влади (Укази Президента, постанови і розпорядження Кабінету Міністрів України та місцевих органів виконавчої влади);

– дотримання положень чинних природоохоронного, санітарного і містобудівного законодавств;

– відповідність вимогам чинних нормативних документів (ДБН, ВБН, РБН, національних стандартів) у частині регламентації ними питань, пов'язаних з природоохоронними проблемами, використанням природних ресурсів,

а також проблемами забезпечення безпечних умов життєдіяльності людини та експлуатаційної надійності техногенних об'єктів;

- неперевищення впливів на навколишнє середовище щодо показників, нормованих і лімітованих на момент проектування об'єкта (ГДК, ліміти та ін.);

- виникнення у навколишньому середовищі небезпечних ендегенних і екзогенних геологічних процесів та інших явищ (забруднення, заростання водоймищ тощо);

- дотримання екологічних, санітарно-епідеміологічних, інженерно-технічних і місцевих функціонально-планових обмежень;

- ефективність запропонованих ресурсозберігаючих, захисних, відновлювальних, компенсаційних і охоронних заходів.

11.2 Вимоги складу та порядку підготовки проектної документації з метою дотримання екологічної безпеки

При підготовці проектної документації необхідно враховувати:

- відомості про документи, що є підставою для розроблення матеріалів ОВНС у складі інвестиційної програми чи проекту будівництва;

- перелік джерел потенційного впливу планованої діяльності на навколишнє середовище з урахуванням її альтернативних варіантів;

- характеристику видів впливу планованої діяльності на навколишнє середовище та їх перелік;

- перелік екологічних, санітарно-епідеміологічних, протипожежних і містобудівних обмежень;

- дані щодо ставлення громадськості та інших зацікавлених сторін до планованої діяльності і пов'язаних з нею проблем, що вимагають вирішення;

- перелік використаних нормативно-методичних документів;

- опис методів прогнозування динаміки показників навколишнього середовища і обґрунтування розрахункових періодів прогнозу;

- дані про структурні підрозділи виконавця та перелік субпідрядних організацій і фахівців, які виконували ОВНС (якщо не наводились у вступі);

– перелік та стислий аналіз попередніх погоджень і експертиз, включаючи громадську експертизу (якщо вона проводилась);

– перелік джерел інформації, використаних при розробленні матеріалів ОВНС;

– розробка заходів щодо запобігання виникненню аварійних ситуацій на об’єкті та мінімізації негативного впливу на навколишнє середовище від їх настання;

– фізико-географічні особливості району і майданчика (траси) розміщення об’єкта проектування;

– загальна характеристика об’єкта проектування;

– оцінка впливів планованої діяльності на навколишнє природне середовище, яка повинна враховувати:

- загальні вимоги (в тому числі поводження з відходами);
- клімат і мікроклімат;
- повітряне середовище;
- геологічне середовище;
- водне середовище;
- ґрунти;
- рослинний і тваринний світ, заповідні об’єкти;
- шумове забруднення;
- розрахунок кількості утворених відходів та їх класу небезпеки в результаті проведення проектної діяльності або будівельних робіт відповідно до чинних нормативних документів;
- відомості (докази) щодо подальшого поводження з утвореними відходами (передача на утилізацію, знешкодження). Вказувати перелік фірм, які у законний спосіб можуть приймати утворені відходи, в тих регіонах, в яких будуть проводитись будівельні роботи. Оцінити вартість утилізації утворених відходів;

- план благоустрою та озеленення території відповідно до чинних нормативних документів в місцях проведення будівельних робіт;
 - комплексні заходи щодо забезпечення нормативного стану навколишнього середовища та його безпеки.

11.3 Екологічна безпека експлуатації виробничих об'єктів ММЕМ

11.3.1 Всі об'єкти, де утворюються відходи, необхідно облаштовувати майданчиками для місць тимчасового зберігання виробничих та побутових відходів з твердим покриттям та під'їздом до них згідно з вимогами діючого законодавства України у сфері поводження з відходами (ДСТУ 4462.3.01, Методичні рекомендації з організації збирання, перевезення, перероблення та утилізації побутових відходів, затверджені наказом Мінжитлокомунгосп України від 07.06.2010 №176).

11.3.2 Для зниження викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря необхідно:

- застосовувати обладнання, яке не містить екологічно небезпечних сполук (поліхлоровані дифеніли і терфеніли);
- застосовувати стаціонарні герметичні батареї із свинцево-кислотними акумуляторами, забезпеченими пристроями електроживлення, що гарантують обмеження величини напруги заряду без виділення водню;
- проводити технічне обслуговування електричного обладнання, а також систем вентиляції та кондиціонування для запобігання викиду речовин, що мають парниковий ефект.

11.3.3 Для запобігання скидам забруднюючих речовин у водні об'єкти необхідно:

- передбачати будівництво оливостоків і оливоприймачів з подачею сигналу на пульт керування для запобігання потраплянню трансформаторної оливи на рельєф;

– передбачати будівництво зливостоків на території підстанцій, які не допускають забруднення зливових вод оливою або мають відповідні системи очищення;

– обладнати майданчики і місця для тимчасового накопичення відходів виробництва спеціальними контейнерами з піддонами – під оливовмісні відходи, а також спеціальними контейнерами, що не допускають протікання сміттєвого фільтрату, – під тверді побутові та прирівняні до них відходи.

11.3.4 Необхідно вживати заходів, що забезпечують необхідне зниження впливу шуму на навколишнє середовище – встановлювати глушники шуму в припливних і витяжних системах вентиляції тощо.

12 ВИМОГИ З ІНФОРМАЦІЙНОЇ БЕЗПЕКИ

12.1 Інформаційна безпека АСКТП має виконуватись згідно вимог ІЕС 62351, ІЕС 62443, серії стандартів ISO/ІЕС 2700X та ISO/ІЕС 27019.

12.2 Вся інформація АСКТП, що обробляється і передається через незахищене середовище – мережу Інтернет, на рівне каналу зв'язку повинна бути захищена від порушень її цілісності та доступності з використанням засобів криптографічного захисту інформації.

12.3 Всі сторони (фізичні та юридичні особи), залучені до створення, обслуговування та модернізації АСКТП (в тому числі на підготовчих етапах), зобов'язані підписати договір про нерозголошення конфіденційної інформації – NDA (Non-disclosure agreement). Не підписання NDA є підставою для відмови у будь якому доступу до інформації щодо побудови та функціонування АСКТП.

12.4 У рамках АСКТП за всіма його напрямками (де можливо) повинні використовуватися засоби антивірусного захисту.

12.5 Підмережі різних підсистем мають бути відокремлені у різні фізичні або логічні сегменти (VLAN).

12.6 На межах технологічних систем мають бути встановлюватися міжмережеві екрани (Firewall).

12.7 По відношенню до всіх операційних систем, засобів антивірусного захисту, мережевого та комутаційного обладнання, міжмережевих екранів та засобів криптографічного захисту інформації, які задіяні в забезпеченні функціонування АСКТП, повинен вестися журнал подій.

12.8 По відношенню до всіх операційних систем, засобів антивірусного захисту, мережевого та комутаційного обладнання, міжмережевих екранів та засобів криптографічного захисту інформації, які задіяні в забезпеченні функціонування АСКТП, повинні бути впроваджені засоби керування паролями.

12.9 По відношенню до журналу подій, які ведуться операційними системами, засобами антивірусного захисту, мережевим та комутаційним обладнанням, міжмережевими екранами та засобами криптографічного захисту інформації, які задіяні в забезпеченні функціонування АСКТП, повинно бути забезпечено цілісність і доступність інформації.

13 КЕРУВАННЯ ТЕХНІЧНОЮ ПОЛІТИКОЮ

13.1 ДП «НЕК «Укренерго», яке реалізує державну політику в ММЕМ у межах визначеної Статутом підприємства ліцензійної діяльності, повинно системно оцінювати ефективність своєї господарської діяльності шляхом:

- 1) аналізу сформованого фінансового, економічного і кадрового станів підприємства та визначення пріоритетних завдань;
- 2) участі в удосконаленні тарифної політики;
- 3) моніторингу виконання зобов'язань щодо зниження збитків від:
 - недовідпуску електроенергії;
 - низької якості електроенергії;
 - технологічних витрат електроенергії;
- 4) формування пакета інвестиційних програм;

5) підтримки основних виробничих фондів у обсязі, необхідному для забезпечення достатнього рівня надійності постачання електроенергії нормованої якості.

13.2 Технічна політика в ММЕМ реалізується шляхом:

– розробки стратегії та схем перспективного розвитку, в яких повинні бути враховані:

– аналіз надійності живлення споживачів і режимів роботи основної системотвірної мережі;

– рекомендації із забезпечення параметрів режимів у межах допустимих значень;

– розробки програм нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення;

– контролю відповідності технічних рішень на будівництво об'єктів до вимог цього стандарту;

– контролю якості реалізації проектів будівництва.

13.3 Контроль за дотриманням вимог даного стандарту здійснюють профільні структурні підрозділи відповідно до покладених на них функцій.