



**МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ ТА
ВУГІЛЬНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ**

**Норми технологічного проектування
енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище**

СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014

Київ

2014

**МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ ТА
ВУГІЛЬНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ**

СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014

НАКАЗ

04.08.2014

м. Київ

№ 543

Про затвердження Норм
технологічного проектування
енергетичних систем і
електричних мереж 35 кВ і вище

Відповідно до Закону України «Про електроенергетику», Положення про Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, затвердженого Указом Президента України від 6 квітня 2011 року № 382, з метою підвищення надійності роботи електричних мереж Об'єднаної енергетичної системи України

НАКАЗУЮ:

1. Затвердити нормативний документ «Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище» (далі - Норми), що додається.

2. Норми набирають чинності через 90 днів з дати підписання цього наказу.

3. Об'єднанню енергетичних підприємств «Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики» (Єрмаков О.М.) внести Норми до єдиного реєстру нормативних документів Міненерговугілля в установленому порядку.

4. Державному підприємству «Національна енергетична компанія «Укренерго» забезпечити видання і надходження необхідної кількості примірників Норм державним підприємствам, що належать до сфери управління Міненерговугілля, та господарським товариствам, щодо яких Міненерговугілля здійснює управління корпоративними правами держави, відповідно до їх замовлень.

5. Визнати такими, що втратили чинність, Норми технологічного проектування енергетичних систем та електричних мереж 35 кВ та вище, затвердженні заступником Міністра енергетики та електрифікації України Кузьменком О.С. 03 жовтня 1994 року (ГКД 341.004.003 - 94).

6. Контроль за виконанням цього наказу покласти на заступника Міністра Улиду В.Ю.

Міністр

Ю.Продан

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
_____ 2014 року № ____

НОРМИ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЕКТУВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ І ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 35 КВ І ВИЩЕ

I. Сфера застосування

1.1. Цей нормативний документ «Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище» (далі – Норми) установлює основні вимоги до технології проектування енергетичних систем і електричних мереж при їх розвитку.

1.2. Вимоги та рекомендації цих Норм поширюються на державні підприємства, організації та об'єднання, які належать до сфери управління Міненерговугілля України або щодо яких Міненерговугілля України здійснює управління корпоративними правами держави.

II. Нормативні посилання

У цих Нормах враховані вимоги таких нормативних документів:

Закон України «Про електроенергетику»

ДСТУ 2226-93 Автоматизовані системи. Терміни і визначення

ДСТУ 3429-96 Електрична частина електростанції та електричної мережі.

Терміни та визначення

ДСТУ 3440-96 Системи енергетичні. Терміни та визначення

ДСТУ 3465-96 Системи електропостачальні загального призначення. Терміни та визначення

ДСТУ Вітроенергетика. Площадки для вітроелектростанцій. Приєднання до

електроенергетичної системи (на розгляді)

ДСТУ Вітроенергетика. Вітрові електричні станції. Приєднання до електроенергетичної системи (на розгляді)

ДСТУ Вимоги до вітрових та сонячних фотоелектричних електростанцій потужністю більше 150 кВт щодо приєднання до зовнішніх електричних мереж (на розгляді)

ДСТУ Геліоенергетика. Площадки для фотоелектричних станцій. Приєднання до електроенергетичної системи (на розгляді)

ГОСТ 721-77 Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В (Системи електропостачання, мережі, джерела, перетворювачі та приймачі електричної енергії. Номінальні напруги понад 1000 В)

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 у системах електропостачання загального призначення)

ГОСТ 19431-84 Энергетика и электрификация. Термины и определения (Енергетика та електрифікація. Терміни та визначення)

ГОСТ 24291-90 Электрическая часть электростанции и электрической сети. Термины и определения (Електрична частина електростанції та електричної мережі. Терміни та визначення)

СОУ-Н ЕЕ.20.178-2008 Схеми принципів електричних розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова. Затверджено наказом Мінпаливенерго України №262 від 14.05.2008р.

СОУ-Н МЕВ 40.1.00100227-68:2012 Стійкість енергосистем. Керівні вказівки
ДБН 360-92** Планировка и застройка городских и сельских поселений (Планування і забудова міських та сільських поселень)

ДБН А.2.2-3-2012 Склад та зміст проектної документації на будівництво

ДБН В.1.2-4-2006 Інженерно – технічні заходи цивільного захисту (цивільної оборони)

ДБН В.2.5-23-2010 Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення

ВБН В.2.3-2-2009 Споруди транспорту. Електрифікація залізниць. Норми проектування

РД 210.006-90 Правила технологического проектирования атомных станций (с реакторами ВВЭР). М.:Минатомэнергопром СССР, 1990, пп.10.1 – 10.11, с.83 – 88 (Правила технологічного проектування атомних станцій (з реакторами ВВЭР))

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 341.003.001.001-2000 Під'єднання об'єктів вітроенергетики до електричних мереж

ГКД 341.003.001.002-2000 Правила проектування вітрових електричних станцій

ГКД 34.20.567-2012 Правила застосування системної протиаварійної автоматики запобігання та ліквідації небезпечного зниження або підвищення частоти в енергосистемах

ВНТП 41-85 Нормы технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций. М.: Минэнерго СССР, 1980, пп.9.1 – 9.14, с.75 – 81 (Норми технологічного проектування гідроелектричних та гідро акумулюючих електростанцій)

Временные указания по учету токов КЗ при разработке схем развития энергосистем (Тимчасові вказівки щодо врахування струмів КЗ під час розроблення схем розвитку енергосистем)

Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций и тепловых сетей. М.: Минэнерго СССР, 1981, пп.8.1 – 8.17, с.58 – 66 (Норми технологічного проектування теплових електричних станцій та теплових мереж)

Глава 2.3 ПУЕ: 2009 Кабельні лінії напругою до 330 кВ

Глава 2.5 ПУЕ: 2006 Повітряні лінії електропередавання напругою вище 1 кВ до 750кВ

ІІІ. Терміни, визначення понять, скорочення

3.1. У цих Нормах використано терміни та визначення понять, що встановлені у Законі України «Про електроенергетику»: магістральна електрична мережа, міждержавна електрична мережа, місцева (локальна) електрична мережа, об'єднана енергетична система України, об'єкт електроенергетики, споживачі енергії, суб'єкти електроенергетики;

в ДСТУ 22263: технологія інформаційна, система керування технологічним процесом автоматизована;

в ДСТУ 3429: ввід глибокий, відгалуження (від лінії електропередавання), електропередавання, лінія електропередавання, мережа електрична замкнена, міжсистемний зв'язок, підстанція (електрична), установка розподільча;

у ДСТУ 3440: баланс електроенергії в енергосистемі, баланс потужності енергосистеми, міжсистемний перетік;

у ДБН А.2.2-3: нове будівництво, реконструкція, технічне переоснащення;

у ДБН 360**: найзначніші міста, значні міста, великі міста;

у СОУ –Н МЕН 40.1.00100227-68: ремонтна схема (електричної мережі, енергетичної системи).

Додатково в цих Нормах використано наступні терміни:

багатоланцюгова лінія електропередавання - лінія електропередавання, яка має більше двох комплектів фазних або різнополярних проводів;

відгалужена підстанція (підстанція на відгалуженні) - підстанція, яка живиться від однієї або двох ліній, які є відгалуженнями від інших ліній електропередавання;

встановлена потужність електроустановки - найбільша електрична потужність у відповідності з технічними умовами або паспортом на обладнання;

вузлова підстанція - підстанція, яка живиться не менше ніж від трьох

незалежних джерел живлення;

динамічна стійкість енергосистеми (ДСТУ 3440) - здатність енергосистеми повертатись до усталеного режиму після значних збурень, за яких зміни параметрів режиму порівняні із значеннями цих параметрів без переходу до асинхронного режиму;

дволанцюгова лінія електропередавання - лінія електропередавання, яка має два комплекти фазних або різнополярних проводів;

електрична мережа - сукупність підстанцій, розподільчих установок та ліній електропередачі, призначених для передавання і розподілення електричної енергії;

електростанція гарантованої потужності - електростанція, яка має можливість регулювати свою потужність у відповідності із заданим добовим графіком;

електростанція негарантованої потужності - електростанція, яка використовує нестабільний природний енергоресурс, в результаті чого вона має обмежену можливість або зовсім не має можливості регулювати свою потужність у відповідності із заданим добовим графіком;

енергетична система (енергосистема) - частина ОЕС України в межах, визначених організаційно-господарчою системою управління електроенергетики, централізоване оперативно-технологічне управління об'єктами енергетики якої Системний оператор здійснює через відповідну відособлену структурну одиницю з диспетчерсько-технологічного управління;

енергоємні споживачі, великі споживачі - споживачі які приєднані до мереж 110 (150) кВ, або споживачі які у сумарному балансі потужності чи споживанні електроенергії енергопостачальної компанії складають більше 1%;

енергорайон/енерговузол - сукупність об'єктів енергосистеми, що розташовані на частині обслуговуваної нею території з режимом роботи, який має свою особливість, що вимагає окремої уваги при проектних роботах з його розвитку та експлуатації

коефіцієнт участі споживача або окремого енергорайону в навантаженні енергосистеми - відношення навантаження окремого споживача або енергорайону до сумарної величини навантаження енергосистеми

критерій N-1 - правило, відповідно до якого виконується короткострокове планування і підтримка такого електроенергетичного режиму «N» енергосистеми, який у разі виникнення нормативного аварійного збурення «-1» (відключення окремого елементу мережі, такого, як лінія електропередачі/трансформатор чи блок генерації, чи у певних випадках, збірна шина) забезпечує збереження стійкості з відхиленням режимних параметрів не більше гранично допустимих

максимум навантаження енергосистеми (ДСТУ 3440) - найбільше значення активного навантаження енергосистеми за певний період часу

мінімум навантаження енергосистеми (ДСТУ 3440) - найменше значення активного навантаження за певний період часу

надійність роботи енергосистеми (ДСТУ 3440) - здатність енергосистеми забезпечувати безперервне енергопостачання споживачів та підтримання в допустимих межах показників якості електричної та теплової енергії

наявна потужність агрегату (електростанції) (ДСТУ 3440) - встановлена потужність генерувального агрегату (електростанції) з відрахуванням обмеження потужності агрегату (електростанції)

незалежне джерело живлення - джерело живлення електропостачальної системи споживача, яке забезпечує наявність напруги в регламентованих межах у післяаварійному режимі в разі зникнення її на іншому чи інших джерелах живлення цих електроприймачів

номінальна потужність електростанції, що працює на ВДЕ - номінальна активна потужність електростанції в точці приєднання, яка визначається сумарною встановленою потужністю статичних або електромеханічних машин, що виробляють електричну потужність синусоїдального струму промислової частоти, яка віддається в мережу загального призначення

нормальний режим роботи енергосистеми - ustalений режим роботи при відсутності генераторів, ліній або трансформаторів, що виведені в ремонт або аварійно відключенні

одноланцюгова лінія електропередавання - лінія електропередавання, яка має один комплект фазних або різнополярних проводів

оперативний резерв потужності енергосистеми - резерв потужності,

необхідний для компенсування можливого аварійного зниження генеруючої потужності внаслідок відмов обладнання електростанцій та непередбачених відхилень генеруючої потужності електростанцій від запланованого добового графіку

післяаварійний режим мереж - стан безпосередньо після усунення аварійних умов з врахуванням роботи автоматичних пристроїв. (– усталений режим, в якому допускається зниження запасу стійкості відносно нормального (доаварійного) режиму)

післяаварійний режим роботи енергосистеми - усталений режим роботи після аварійного відключення будь-якого генератора, лінії або трансформатора

повний резерв потужності енергосистеми (ДСТУ 3440) - резерв активної потужності, який дорівнює різниці між наявною потужністю енергосистеми та її навантаженням у момент річного максимуму за нормальних показників якості електроенергії та з урахуванням допустимих сальдо перетоків

пропускна здатність (перетину електричної мережі) (СОУ –Н МЕВ 40.1.00100227-68) - максимальна активна потужність, яка може бути переданою через перетин за дотримання нормативних запасів стійкості, вимог допустимого струму елементів мережі, забезпечення динамічної стійкості в разі нормативних збурень та інших режимних умов

прохідна підстанція - підстанція, яка приєднується до електричної мережі за допомогою двох заходів в розріз одноланцюгової ЛЕП або одного ланцюга багатоланцюгової ЛЕП

радіальна лінія електропередавання - лінія електропередачі, яка з'єднує тупикову підстанцію з джерелом живлення

ремонтний режим роботи енергосистеми - режим роботи енергосистеми, при якому оперативний стан хоча б одного елементу мережі не відповідає його стану відповідно затвердженій схемі нормального режиму

ремонтно-аварійний режим роботи енергосистеми - режим роботи енергосистеми за умови вимкнення двох будь-яких елементів електричної мережі (аварійне відключення в ремонтному режимі мережі)

ремонтний резерв потужності енергосистеми (ДСТУ 3440) - резерв

потужності, необхідний для компенсування потужності обладнання, виведеного в плановий ремонт

робоча потужність електростанції, що працює на ВДЕ - значення активної потужності, яку електростанція може забезпечувати в точці загального приєднання у відповідний період року, враховуючи місцеві метеорологічні умови. Робочу потужність визначають при проектуванні та уточнюють виходячи з реальних умов експлуатації

розвиток енергетичних систем та електричних мереж - перехід до більш якісного стану енергетичних систем та/або електричних мереж, для забезпечення підвищення рівня надійності та якості постачання електроенергії споживачам, взаємодії з енергосистемами суміжних країн, можливості збільшення обміну електроенергією з сусідніми державами за рахунок використання сучасного обладнання та інноваційних технологій при новому будівництві, технічному переоснащенні і реконструкції об'єктів електроенергетики

розподільна електрична мережа - місцева (локальна) електрична мережа напругою до 110 (150) кВ включно, яку призначено для передачі електричної енергії від центру живлення до точки приєднання споживача та розподілу електричної енергії між пунктами споживання;

розрахунковий резерв потужності енергосистеми (ДСТУ 3440) - резерв потужності, необхідний для забезпечення нормальної роботи енергосистеми у процесі її розвитку та експлуатації, який має у своєму складі аварійний і ремонтний резерви потужності

«розумна» (інтелектуальна) електрична мережа - електрична мережа з якісно новою системою автоматичного керування, яка дозволяє здійснювати в реальному часі моніторинг та керування режимами її роботи, здійснювати комунікації між споживачами та постачальниками, надаючи можливість оптимізації споживання, забезпечуючи новий рівень надійності та економічності енергозабезпечення

системотвірна електрична мережа (ДСТУ 3429) - електрична мережа вищих класів напруги, що забезпечує надійність і стійкість її як єдиного об'єкта

статична стійкість енергосистеми (ДСТУ 3440) - здатність енергосистеми

повертатись до усталеного режиму після малих збурень режиму, за яких зміни параметрів дуже малі проти їхніх середніх значень

стратегічний резерв потужності - резерв потужності, необхідний для компенсації можливих порушень балансу на кінець відповідного перспективного періоду через його непередбачувані фактичні відхилення складових від прогнозу. (наприклад: у разі затримки будівництва нової генеруючої потужності або при фактичному споживанні вище очікуваного)

суміщений максимум навантаження енергосистеми - максимум сумарного навантаження енергосистем, що працюють паралельно

сучасна підстанція/підстанція, яка базується на цифрових пристроях - підстанція, обладнана комплексами цифрових пристроїв (терміналів) релейного захисту та автоматики (РЗА), телемеханіки, системи автоматизованого управління, контролю та реєстрації технологічних процесів (АСКТП), аварійних подій (РАП), обліку та якості електроенергії

технологічне проектування енергетичних систем та електричних мереж - розроблення проектів енергетичних систем та електричних мереж, у яких комплексно розглядається єдиний технологічний процес виробництва, передачі, розподілу та споживання електроенергії та визначаються основні параметри елементів систем і мереж

точка забезпечення потужності - місце в існуючих електричних мережах електропередавальної організації, від якого електропередавальна організація забезпечує розвиток електричних мереж з метою приєднання електроустановок замовника відповідної потужності або приєднання генеруючої потужностей

тупикова підстанція - підстанція, яка живиться від однієї радіальної лінії або двох радіальних ліній, що приєднані до РУ вищої напруги, схема якого не передбачає транзитного режиму роботи

усталений режим роботи енергосистеми (ДСТУ 3440) - режим роботи енергосистеми, за якого параметри режиму вважаються незмінними

характерний (типовий) графік електричного навантаження підстанції - форма добового погодинного графіку електричного навантаження ПС, з аналогічними за режимом роботи споживачами, якщо вони складають понад 50 % її навантаження

характерні добові графіки навантаження енергосистеми - форма добового графіку навантажень за режимні дні, яку використовують в подальшому при прогнозуванні навантаження для максимальних або мінімальних режимів енергосистеми

центр живлення - складова частина енергосистеми, яка являє собою розподільчу установку електростанції гарантованої потужності або розподільчу установку з вторинною напругою знижувальної підстанції енергосистеми, з приєднаними до неї магістральними мережами чи розподільними мережами району електропостачання

3.2. У цих Нормах вжиті такі скорочення:

АЕС	– атомна електрична станція
АСКТП	– автоматизована система керування технологічними процесами
АСОЕ	– автоматизована система обліку електроенергії
АТ	– автотрансформатор
ВДЕ	- відновлювальні джерела енергії
ВЕС	– вітрова електрична станція
ГАЕС	– гідроакumuлююча електрична станція
ГЕС	– гідравлічна електрична станція
КЕС	– конденсаційна електрична станція
КЗ	– коротке замикання
КЛ	– кабельна лінія електропередавання
КРУЕ	– комплектна розподільча установка електрична
КП	– компенсуючий пристрій
ЛЕП	– лінія електропередавання
НН	– нижча напруга
МЕМ	– магістральні електричні мережі
ОЕС	– об'єднана енергетична система України
ПА	– протиаварійна автоматика
ПГВ	– підстанція глибокого вводу
ПЛ	– повітряна лінія електропередавання
ПС	– підстанція
РПН	- пристрій регулювання напруги під навантаженням
РУ	- розподільча установка

СЕС	– сонячна електрична станція
ТЕС	– теплова електрична станція;
ТЕЦ	– теплова електрична централь
ТВ	- телевиміри
ТПР	– трансформатор поперечного регулювання
ТС	- телесигналізація
ТУ	- телеуправління
ЦЖ	- центр живлення
ШР	– шунтувальний реактор

IV. Загальні положення

4.1. Задачею проектування енергетичних систем та електричних мереж при їх розвитку є розроблення технічно та економічно обґрунтованих проектних рішень, які враховують новітні досягнення науки і техніки та забезпечують на довготривалу або середньотривалу перспективу попит споживачів на електричну енергію і потужність нормованої якості, оптимальний розвиток електричних станцій та електричних мереж, засобів їх експлуатації та управління з врахуванням екологічних та соціальних вимог.

Проектні рішення щодо розвитку енергосистем та електричних мереж повинні обґрунтовувати необхідність та доцільність будівництва та/або реконструкції електростанцій, ліній електропередавання і підстанцій та визначати їх технічні характеристики і технологічні параметри.

Проекти повинні бути інструментом, що дозволяє комплексно розглядати єдиний технологічний процес виробництва, передачі, розподілу та споживання електроенергії з урахуванням надійності енергопостачання споживачів та економічних інтересів всіх суб'єктів електроенергетики.

4.2. До проектів розвитку енергетичних систем та електричних мереж відносяться:

- проекти розвитку ОЕС, регіональних енергосистем;
- проекти розвитку розподільних електричних мереж;
- окремі енергетичні розділи, що виконуються у складі проектів електростанцій (схеми видавання потужності) та об'єктів електричних мереж, а

також інші позастадійні роботи з окремих питань розвитку енергетики, наприклад у проектах комплексного використання річок, розміщення ГЕС та ГАЕС; визначення майданчиків великих КЕС, а також ВЕС, СЕС та інших генеруючих потужностей, що працюють на відновлювальних джерелах енергії; та проектах реконструкції та технічного переоснащення електростанцій;

– проекти схем розвитку електричних мереж промислових вузлів, великих міст, схем зовнішнього електропостачання споживачів великої електричної потужності (енергоємних споживачів): хімічних та металургійних комбінатів, електрифікованих залізниць, нафто- або газопроводів тощо.

При розробленні проектів розвитку може виникати необхідність виконувати розробку концепцій розвитку і прогнозів (наприклад розроблення Енергетичної стратегії України), та інші роботи із загальних та спеціальних питань розвитку енергетики країни або регіонів, які необхідні для вирішення соціально-економічних, екологічних та інших проблем.

4.3. Основою для прийняття рішень щодо розвитку енергетичних систем та електричних мереж є Енергетична стратегія України, у якій прогнозується і обґрунтовується можливий рівень споживання електроенергії (з врахуванням можливих варіантів розвитку економіки країни) та визначаються способи його покриття (структура та розміщення генеруючих потужностей, забезпечення їх паливо-енергетичними ресурсами), а також визначаються основні напрямки розвитку засобів передачі та розподілу електроенергії, формулюються вимоги до необхідних науково-технічних розробок тощо.

4.4. Послідовність виконання проектів розвитку енергетичних систем та електричних мереж, змістовність, тривалість перспективного періоду, що розглядаються при виконанні проектів, а також терміни перегляду проектів визначаються нормативним документом «Правила виконання схем перспективного розвитку ОЕС України, окремих енерговузлів та енергорайонів»

4.5. Проекти розвитку енергетичних систем та електричних мереж повинні відповідати вимогам нормативного документу «Правила виконання схем перспективного розвитку ОЕС України, окремих енерговузлів та енергорайонів», цих Норм та інших чинних нормативних документів щодо технічних параметрів

систем і мереж.

4.6. Під час виконання проектів перспективного розвитку слід уникати зайвої деталізації питань, що виходять за межі проектного рівня і будуть розглядатися в наступних роботах на підставі уточнених даних.

На всіх стадіях проектування розвитку енергосистем з відповідною конкретизацією необхідно розглядати наступні питання:

- організація ремонтно-експлуатаційного обслуговування мереж;
- оснащення засобами диспетчерського та технологічного управління;
- забезпечення стійкості роботи енергосистем;
- використання засобів релейного захисту та протиаварійної автоматики;
- оснащення автоматизованими системами управління;
- оснащення АСОЕ;
- забезпечення якості електроенергії (компенсація реактивної потужності).

Поза стадійні проектні роботи з організації диспетчерського та технологічного управління, режимної та протиаварійної автоматики, релейного захисту регіональних електроенергетичних систем виконують з урахуванням прийнятих концептуальних рішень щодо їх розвитку в Схемі розвитку ОЕС.

4.7. У проектах розвитку енергетичних систем та електричних мереж рекомендується передбачити впровадження новітніх технологій і обладнання, для подальшого їх використання, зокрема при розбудові інтелектуальної електричної мережі, з метою підвищення надійності та економічності роботи енергосистем та електропостачання споживачів.

Для вирішення цих завдань в інтелектуальній електричній мережі необхідно застосовувати автоматизовані системи:

- обліку енергоресурсів та інформаційні системи споживачів;
- зв'язку та обміну інформацією між об'єктами та суб'єктами енергетичних систем;
- моніторингу стану та керування електротехнічним обладнанням;
- релейного захисту та протиаварійної системної автоматики;
- створення та оптимізація каналів технологічного та протиаварійного управління об'єктами ЕЕС;

- забезпечення інтеграції джерел електроенергії, що використовують нетрадиційні та відновлювальні джерела енергії з енергетичною системою;
- управління оперативно - виїзними бригадами.

V. Визначення потреби в електричній енергії та потужності на розрахункову перспективу

5.1. Потреби країни або регіону в електричній енергії та потужності на перспективу визначають на основі відповідних балансів енергії та потужності по країні в цілому або її окремих регіонах, що дає змогу:

- визначитися з величиною додаткової генеруючої потужності, яку необхідно забезпечити на відповідну перспективу, за рахунок будівництва нових або збільшення потужності існуючих електростанцій;
- вибрати схему та параметри електричних мереж, що забезпечують видачу потужності від джерел електроенергії та її передачу до споживачів.

5.2. При визначенні потреби в електроенергії прогнозують попит на електричну енергію, враховуючи її витрати на власні потреби електростанцій та транспортування до споживача.

5.3. Загальний попит на електроенергію визначають з урахуванням можливості та ефективності впровадження енергозберігаючих заходів та технологій. При цьому слід керуватися Енергетичною стратегією України, затвердженою розпорядженням Кабінету Міністрів України №145-р від 15 березня 2006 року, Комплексною державною програмою енергозбереження, схваленою Постановою Кабінету Міністрів України №148 від 5 лютого 1997 року, Державною цільовою програмою енергоефективності, затвердженою Постановою Кабінету Міністрів України №243 від 01 березня 2010 року та іншими керівними матеріалами.

5.4. Прогнозування попиту на електричну енергію та потужність може здійснюватися по ОЕС України, її окремих електроенергетичних системах, електропередавальних організаціях, а також у розрізі основних груп споживачів електроенергії (промисловість, будівництво, сільгоспспоживачі, транспорт,

комунально-побутові споживачі, населення тощо).

5.5. Прогнозування попиту на електричну енергію та потужність може здійснюватися з використанням методів імовірно - статистичного прогнозування, в т.ч.:

- шляхом знаходження кореляційного зв'язку між споживанням електроенергії та загальними показниками економічного і соціального розвитку країни, регіону (національний дохід, валова продукція, чисельність населення, тощо);
- шляхом безпосередньої екстраполяції, якщо встановлені закономірності зміни звітного електроспоживання на перспективу.

Дані про очікувані обсяги виробництва товарної продукції галузей економіки та рівні їх розвитку рекомендується приймати на основі прогнозів, розроблених відповідними державними установами, спеціалізованими науково-дослідними та проектними інститутами тощо.

Питомі норми електроспоживання приймають на основі аналізу їх динаміки, яка базується на статистичній обробці звітних показників і виявлених тенденцій їх зміни, з врахуванням структури і технології виробництва, які намічаються.

Електроспоживання сільгоспспоживачів і комунального господарства визначають на основі аналізу динаміки темпів його зміни у взаємозв'язку з загальними показниками розвитку галузей (річне електроспоживання на одного жителя, електроозброєність праці в сільськогосподарському виробництві тощо).

5.6. Розрахунки електроспоживання на рівні регіональних енергосистем, великих міст і промвузлів повинні базуватися на аналізі динаміки звітного електроспоживання, а також конкретних даних про перспективний розвиток великих споживачів – технічних умов на їх приєднання, наявності проектної документації, стану будівництва чи реконструкції.

5.7. Визначення потреби в електроенергії та потужності конкретних великих споживачів – електрифікованих ділянок залізниць, компресорних та насосних станцій газопроводів та нафтопроводів, промислових споживачів та ін. приймають по даним Замовника і відповідних проектних організацій з врахуванням намічених термінів будівництва, наявності проектної документації

та інших факторів.

5.8. Норми перспективних витрат електроенергії на власні потреби електростанцій, а також на транспортування електричними мережами становлять в цілому на рівні ОЕС України відповідно 7-8 % від загального виробітку електроенергії та 11-12 % від загального електроспоживання.

На рівні MEM ОЕС України норми витрат електроенергії на транспортування електричними мережами становлять 2,5-3 % від загальних обсягів передавання електроенергії цими мережами.

На рівні регіональних електроенергетичних систем приймають усталені звітні показники з урахуванням наміченого вводу та зміни структури генеруючих потужностей, зміни протяжності електричної мережі, вводу електричного обладнання та ін.

5.9. Прогнозування попиту на електричну енергію з метою зменшення невизначеності вихідної інформації слід проводити у вигляді кількох альтернативних варіантів (наприклад: максимального, середнього та мінімального). За основний розрахунковий приймається один із варіантів, а у відповідних розділах наводиться оцінка впливу досягнення інших варіантів на рекомендації роботи.

5.10. При прогнозуванні очікуваних характерних графіків зміни потужності споживання електричної енергії енергосистемою або іншими енергооб'єктами слід користуватися існуючою формою характерних добових графіків їх електричних навантажень, які і відображують зміну потужності, що споживається, у часі.

Очікувані характерні графіки зміни потужності споживання використовують для вирішення на перспективу наступних задач:

- складання балансів потужності та визначення необхідності вводу генеруючих джерел;
- визначення необхідного регулюючого діапазону електростанцій;
- визначення очікуваних режимів роботи електростанції протягом року та їх потреби в паливі;
- вибору схем і параметрів електричної мережі, а також аналізу режимів її

роботи.

5.11. При проектуванні розвитку енергосистем необхідно враховувати існуючі характерні добові графіки навантаження в режимні дні для зимового та літнього періодів, річні графіки місячних максимумів та мінімумів, тривалість максимального навантаження енергосистеми протягом року, а також паводковий період для окремих енергосистем та ОЕС України.

За розрахунковий абсолютний максимальний графік добового електричного навантаження енергосистеми необхідно приймати добовий графік найбільшого навантаження енергосистеми протягом року.

5.12. Для енергорайонів/енерговузлів а також енергоємних споживачів максимальну потужність споживання електричної енергії на відповідну перспективу необхідно визначати, виходячи з добового графіку навантаження за абсолютний річний максимум відповідного енергорайону/енерговузла або споживача.

Навантаження підстанцій рекомендується визначати за характерними графіками, що будуються шляхом накладання і додавання індивідуальних графіків електричних навантажень окремих приєднань, які зумовлені їх добовими графіками споживання (технологією виробництва).

5.13. Розрахунок перспективних електричних навантажень підстанцій виконують:

- для концентрованих промислових споживачів (великі підприємства, компресорні станції, тягові підстанції та інші) – з урахуванням даних відповідних проектних інститутів, а при їх відсутності – методом прямого розрахунку або з використанням об'єктів – аналогів;
- для розподіленого навантаження (сільськогосподарське, комунально-побутове та інше) – на основі статистичного підходу.

Загальне навантаження підстанції визначають додаванням концентрованих і розподілених навантажень з врахуванням коефіцієнту одночасності, який приймають для розподіленого навантаження відповідно ДБН В.2.5-23.

VI. Визначення потреби в збільшенні встановленої потужності електростанцій

6.1. При визначенні потреби в розвитку генеруючих потужностей енергосистем на відповідну перспективу вирішують такі задачі:

- у відповідності з очікуваним балансом потужності, який враховує сумарний резерв генеруючої потужності та сумарне очікуване сальдо міждержавних перетоків, визначають сумарну потребу в збільшенні наявної потужності електростанцій;

- у відповідності до потреб в додатковій генеруючій потужності, враховуючи рекомендації та прийняті рішення по реконструкції, технічному переоснащенню та підвищенню потужності існуючих електростанцій визначають:

- потребу в спорудженні нових електростанцій та їх потужність;
- оптимальний склад генеруючого обладнання та необхідний (з нормованим запасом) регулюючий діапазон нових генеруючих потужностей, з врахуванням вимог що до їх участі в усіх складових резерву потужності та регулюванні нерівномірності характерного для енергосистеми графіка споживання і коливань потужності ВДЕ.

- уточнюють вимоги що до типу генеруючого обладнання нових електростанцій і нового генеруючого обладнання для електростанцій, що реконструюють;

- визначають вимоги що до оптимальної величини та термінів вводу нових потужностей при реконструкції існуючих та спорудженні нових електростанцій;

- визначають вимоги до маневрових характеристик обладнання електростанцій враховуючи їх можливу участь в добових, тижневих, сезонних і річних режимах енергосистеми;

- визначають обсяги необхідних інвестицій.

6.2. При вирішенні задач, перелічених в п.6.1, необхідно забезпечувати на відповідний перспективний період:

- потребу в генеруючих потужностях для повного покриття очікуваного попиту на потужність та електроенергію з врахуванням необхідного резерву потужності;

- видавання повної потужності електростанцій в нормальних та ремонтних

схемах видавання потужності електростанцій;

- по можливості, максимальне використання місцевих ресурсів палива та відновлюваних ресурсів;
- максимальне використання діючих електростанцій за рахунок реконструкції існуючих і будівництва нових генеруючих потужностей на їх майданчиках;
- покращення екологічних показників при реконструкції існуючих та додержання екологічних вимог при будівництві нових електростанцій.

6.3. При визначенні вимог що до розвитку генеруючої потужності:

На першому етапі, враховуючи необхідність максимального використання власних паливних і відновлюваних ресурсів, приймають рішення що до раціонального співвідношення між окремими типами станцій, які повинні, на відповідну перспективу, приймати участь в покритті дефіциту потужності. Виконують техніко-економічне обґрунтування складу генеруючого обладнання, уточнюють, при необхідності, розміщення нових електростанцій, визначають основні параметри та черговість їх спорудження з урахуванням технічного стану діючих електростанцій та заявок від виробників електроенергії щодо технічного їх переоснащення та введення нових потужностей.

На другому етапі використовують напрацювання спеціалізованих організацій про можливі потужності та їх розміщення на АЕС, КЕС, ТЕС, ГЕС (ГАЕС), ВЕС та СЕС з урахуванням наявних природних ресурсів та екологічних обмежень.

Підготовку пропозицій по розвитку генеруючих потужностей з урахуванням сучасних екологічних вимог виконують в такій послідовності:

- розробка рекомендацій щодо реконструкції та технічного переоснащення, в тому числі схем видавання їх потужності в нормальних і ремонтних схемах;
- визначення необхідних обсягів введення нових потужностей, уточнення їх розміщення, основних параметрів генеруючого обладнання та термінів спорудження.

6.4. Структуру і вимоги до генеруючого обладнання та потужності електростанцій на всіх етапах будівництва і розвитку визначають виходячи з аналізу перспективних режимів їх роботи в добовому, сезонному та річному

циклах з врахуванням:

- долі маневрової потужності, необхідної для автоматичного регулювання частоти та потужності;
- необхідного резерву потужності, виходячи з нерівномірності добового графіку споживання та режимів роботи ВЕС і СЕС;
- вимог до режимів роботи ТЕС і перевірки відповідності маневрових властивостей їх обладнання до режимів, які прогнозуються;
- вимог до пропускної здатності системотвірної електричної мережі з урахуванням режимних перетоків та оптимального використання пропускної здатності ПЛ.

VII. Вплив об'єктів електроенергетики на довкілля

7.1. Очікуваний вплив об'єктів електроенергетики на довкілля при прогнозуванні їх розвитку визначають з використанням діючих методик та укрупнених нормативів питомих значень екологічних параметрів на одиницю продукції, а саме: нормативів викидів в атмосферу забруднюючих речовин, укрупнених норм водоспоживання та водовідведення, нормативів електромагнітного випромінювання тощо.

Очікувані обсяги викидів забруднюючих речовин та парникових газів в атмосферу не повинні перевищувати граничних значень, регламентованих державними нормативними природоохоронними вимогами та вимогами міжнародних конвенцій, в яких приймає участь країна.

7.2. Очікувані додаткові площі відведення земель під нові об'єкти електроенергетики слід оцінювати по нормативах їх питомої землемісткості. Винятком є гідроелектростанції, площу відводу земель під які оцінюють за проектними документами, або визначають за проектами – аналогами.

7.3. Інвестиції в охорону довкілля в межах чинних природоохоронних нормативів передбачають в кошторисах проектів електростанцій, де застосовують нове енергетичне обладнання, та враховують разом з необхідними обсягами капіталовкладень в будівництво електростанцій.

Додаткові інвестиції в охорону довкілля можливі при розміщенні нових

об'єктів в місцевостях, де не допускається збільшення обсягів викидів тих забруднюючих речовин, по яким перевищена гранично – допустима концентрація.

VIII. Баланси потужності та енергії

8.1. Баланси потужності ОЕС та регіональних енергосистем складають з метою:

- визначення загальної потужності електростанцій, необхідної для надійного покриття навантаження;
- визначення розмірів обмінних потоків потужності між енергосистемами з урахуванням пропускної здатності системотвірних зв'язків між енергосистемами.

8.2. Витратна частина балансу потужності окремої енергосистеми складається з:

- суміщеного максимуму навантаження енергосистеми;
- розрахункових перетоків потужності на експорт та перетоків в інші енергосистеми.

Приходна частина балансу потужності складається з:

- робочої потужності електростанцій (наявна потужність з відрахуванням резерву);
- імпорту потужності та перетоків потужності від інших енергосистем.

8.3. Встановлену потужність електростанцій на перспективу визначають з урахуванням введення потужності, що намічається, та демонтажу фізично та морально зношеного обладнання.

Наявна потужність електростанцій, яка враховується в балансі на момент проходження річного максимуму, приймається як сума встановлених потужностей за відрахуванням їх наявних обмежень по потужності. Встановлена потужність електростанцій може обмежуватися технічним станом обладнання, на період освоєння обладнання після вводу об'єкту, у разі зниженням напору ГЕС нижче проектного рівня, у разі наявної швидкості вітру для ВЕС або сонячної радіації для СЕС, нижче розрахункової величини яка приймалась для даної місцевості при виборі їх електроустановок, у разі неповного проектного завантаження

теплових відборів ТЕЦ, у разі обмежень в мережі по видаванню потужності електростанцій, при недостатньому обсязі палива або зниженні його якості нижче проектного рівня тощо.

При складанні балансу ОЕС на перспективу більше ніж 5 років сумарне зниження потужності електростанцій, крім ВЕС і СЕС, за вказаними причинами допускається приймати як 10% від встановленої потужності, а для ВЕС і СЕС, як 50% на перспективу рік і більше.

8.4. В цілому резерв потужності енергосистеми містить розрахунковий і стратегічний резерви потужності. Розрахунковий резерв включають в баланс потужності енергосистеми на відповідний перспективний період і він складається з ремонтного та оперативного резервів.

Ремонтний резерв призначений для компенсації потужності обладнання електростанцій, яке виводиться в плановий (середній, поточний і капітальний) ремонт.

В середньому по ОЕС України норма резерву на поточний ремонт становить не менше 4 – 4,5% від сумарної наявної потужності електростанцій і враховується у балансах на відповідні перспективні періоди.

Резерв для виконання капітальних та середніх ремонтів в умовах ОЕС України, як правило, у балансах не передбачають (ремонти виконують в період сезонного зниження навантаження).

Оперативний резерв повинен враховуватися при складанні будь-якого балансу потужності та включати дві складові: резерв для компенсації можливого аварійного зниження генеруючої потужності внаслідок відмов обладнання електростанцій; та резерв для компенсації непередбачених відхилень генеруючої потужності електростанцій від запланованого добового графіку з урахуванням також можливого непередбаченого відхилення від добового графіку потужності електростанцій негарантованої потужності.

Величина можливого непередбачуваного відхилення від графіку сумарної потужності електростанцій негарантованої потужності повинна визначатися, виходячи з аналізу статистичних даних, а при їх відсутності (до моменту їх накопичення) слід приймати резерв для електростанцій негарантованої

потужності в розмірі 50% від наявної потужності.

В ОЕС України норма резерву для компенсації аварійного зниження генеруючої потужності (аварійний резерв) становить 4,5 – 5 % від сумарної наявної потужності електростанцій, але не менше ніж величина потужності найбільшого енергоблоку, що приймає участь в приходній частині балансу та не менше величини, відповідно до попереднього абзацу.

Підсумкова оптимальна величина оперативного резерву, що враховує можливі відхилення балансу потужності, повинна економічно обґрунтовуватись шляхом порівняння втрат від очікуваного недовідпуску електроенергії споживачам у разі їх залучення до участі в оперативному резерві з витратами на створення додаткового оперативного резерву на електростанціях.

Розміщення оперативного резерву виконують разом з оптимізацією пропускної здатності системотвірних зв'язків між енергосистемами (енергорайонами) – див. нижче, п.7.2.

За відсутності більш точної вихідної інформації оперативний резерв може прийматись в розмірі 10%, а розрахунковий резерв – 15%.

Стратегічний резерв в ОЕС України необхідно передбачати при складанні балансу на перспективу 10 і більше років для компенсації непередбачуваних відхилень сумарної генеруючої потужності електростанцій або сумарної потужності споживання з непередбачуваних зовнішніх причин (наприклад значна економічна криза чи навпаки, тероризм, техногенні аварії і т п) Для ОЕС України норма стратегічного резерву становить 2,5 – 3 % від встановленої потужності електростанцій.

8.5. Баланси електроенергії для ОЕС та регіональних енергосистем складають з метою:

- порівняння потреби в енергії з можливістю її виробництва електростанціями з урахуванням технічних, режимних та паливних обмежень;
- визначення потокорозподілу електроенергії та потужності по магістральних, міжсистемних та міждержавних зв'язках і перетинах.

Витратна частина балансу включає підсумкове електроспоживання з урахуванням закачування ГАЕС, запланованої передачі в інші енергосистеми та

експорту.

Приходна частина балансу включає виробіток електроенергії всіма типами електростанцій, заплановане одержання енергії з інших енергосистем та імпорт. Виробіток ГЕС, ВЕС та СЕС враховується по середній багаторічній величині.

ІХ. Загальні вимоги до схем електричних мереж

9.1. Загальна електрична мережа відповідно до функціонування поділяється на системотвірну та розподільну мережі.

Функції системотвірної електричної мережі виконують магістральні і міждержавні мережі 220 кВ і вище (див. також п. 9.9).

Функції розподільної електричної мережі виконують мережі 110 (150) кВ і нижче.

9.2. Вибір номінальної напруги виконують у відповідності зі шкалою номінальних напруг, що прийнята в регіоні, який розглядається.

Основна шкала напруг в ОЕС України: 750-330-110-35-10 кВ.

В окремих областях України використовують також інші класи напруг. В Донецькій та Луганській областях використовують: 500 кВ; 220 кВ, в Закарпатській області: 400 кВ; 220 кВ, в східному Криму та на півдні Одеської та Миколаївської областей: 220 кВ. На території України також використовують клас напруги 150 кВ. Розвиток мережі 500, 400 та 220 кВ в регіонах в перспективі допускається за умови позитивних результатів техніко-економічного обґрунтування їх розміщення.

Кількість підстанцій, на яких передбачається зв'язок між мережами різного рівня напруг, слід обмежувати.

9.3. Вибір схеми розвитку електричних мереж полягає у визначенні:

- схем видавання потужності нових (або таких, що реконструюються) електростанцій;
- пунктів розміщення нових ПС, зв'язків між ними та схем приєднання ПС до існуючих мереж та тих, що споруджуються;
- обсягу реконструкції існуючих ліній та підстанцій, які досягли

фізичного або морального зносу;

- кількості та потужності трансформаторів на ПС;
- необхідних систем (пристроїв) релейного захисту та протиаварійної автоматики;
- необхідності встановлення засобів компенсації реактивної потужності та їх регулюючих пристроїв (тип, потужність, місце встановлення);
- перерізу проводів (конструкції фази) ліній електропередавання;
- рівнів струмів КЗ та заходів з їх обмеження;
- економічних показників розвитку і функціонування мереж;
- ранжування за термінами реалізації запланованих заходів, якщо існує можливість їх поетапної реалізації без зниження рівня надійності електропостачання споживачів!

9.4. Вибір схем і параметрів електричних мереж виконують на такі розрахункові періоди:

- системотвірна електрична мережа – розрахунковий період: основний – 10 років, перспективний – 15 років;
- розподільна електрична мережа – розрахунковий період: основний – 5 років, перспективний – 10 років;
- мережа зовнішнього електропостачання промислових підприємств, електрифікованих ділянок залізниць, перекачувальних станцій магістральних нафтопроводів, газопроводів, видавання потужності електростанцій і т.п. – період введення в роботу (освоєння потужності) об'єкту,

При розгляді варіантів, в яких об'єкти, що порівнюються, суттєво відрізняються пропускнуою здатністю або потужністю, розрахунковий термін може бути збільшений на період до освоєння параметрів варіанту із об'єктами більшої пропускнуої здатності (потужності).

Вибір потужності трансформаторів виконують з урахуванням зростання навантаження за період 5 років після їх введення в роботу.

9.5. При проектуванні схем електричних мереж повинна забезпечуватись надійність та економічність їх розвитку і функціонування з урахуванням раціонального поєднання нових елементів мережі з діючими. В першу чергу слід

розглянути працездатність діючих мереж при перспективному рівні електричних навантажень з урахуванням фізичного та морального зносу ліній і підстанцій та їхньої можливої реконструкції.

9.6. Розвиток мережі необхідно передбачити на основі доцільності використання технічно та економічно обґрунтованого мінімуму схемних та конструктивних рішень, що забезпечують побудову електромережі у відповідності з нормативно – технічною документацією з проектування підстанцій та ліній.

9.7. Схема електричної мережі повинна бути гнучкою та забезпечувати збереження прийнятих по її розвитку рішень з надійності електропостачання при відхиленнях:

- балансів потужності вузлів навантаження від планових, до 5%;
- довжини трас ПЛ, КЛ та площі майданчиків ПС від намічених, до 10%;
- планових термінів введення в роботу окремих енергетичних об'єктів до 1 року.

На всіх етапах розвитку мережі слід передбачити можливість її подальшої реконструкції з мінімальними витратами для досягнення кінцевих схем і параметрів ліній електропередавання і підстанцій.

9.8. При проектуванні розвитку мережі слід передбачати комплексне електропостачання всіх існуючих та перспективних споживачів, незалежно від їх відомчої належності та форми власності. При виборі схеми зовнішнього електропостачання окремих об'єктів електроенергетики необхідно розглядати декілька варіантів утворення нових електричних зв'язків, враховувати навантаження інших споживачів, що розташовані в даному районі, а також тих, які намічаються для приєднання на перспективу, що розглядається.

9.9. При проектуванні розвитку системотвірної електричної мережі слід виходити з доцільності багатофункціонального призначення новозбудованих ліній:

- збільшення пропускної здатності мережі для забезпечення стійкості та надійної паралельної роботи ОЕС;
- надійне, у відповідності з існуючими нормативними вимогами,

видавання потужності всіх типів електростанцій;

- надійне живлення вузлів навантаження.

Належить уникати безпосередніх зв'язків між електростанціями (без проміжних відборів потужності), для чого їх необхідно прокладати через потужні вузли навантаження. Виняток становлять електростанції негарантованої потужності на відновлювальних джерелах енергії, які, за наявності відповідного техніко – економічного обґрунтування, дозволено приєднувати безпосередньо до РУ ТЕС. При цьому потужність електростанції негарантованої потужності не повинна перевищувати регульовального діапазону ТЕС за умови її роботи мінімальним складом обладнання, а нормальна схема видавання їх потужності з урахуванням потужності електростанцій, що приєднуються до їх РУ, повинні відповідати вимогам критерію «N-1».

9.10. При проектуванні розвитку електричних мереж необхідно не перевищувати економічно обґрунтований рівень втрат електроенергії.

9.11. Схема електричної мережі повинна допускати можливість ефективного застосування сучасних пристроїв релейного захисту, режимної та протиаварійної автоматики, диспетчерського та технологічного зв'язку, АСОЕ, АСКТП, ТВ (телевимірів), ТС (телесигналізації), ТУ (телеуправління).

9.12. Побудова електричної мережі повинна відповідати вимогам охорони довкілля. Ці вимоги, в основному, зводяться до зменшення земельних угідь, що підлягають вилученню для нового електромережевого будівництва та зменшенню загальної площі санітарно-захисних зон, в яких обмежується перебування людей. Перелік відповідних заходів наведений в п.7.1.

9.13. Під час розроблення варіантів схеми мережі слід попередньо опрацьовувати на картографічному матеріалі умови розміщення майданчиків підстанцій та прокладання трас ПЛ, КЛ. Лінії слід намічати з урахуванням можливості приєднання до них на наступних етапах нових підстанцій, а майданчики ПС – з урахуванням планованого їх технічного переоснащення.

Довжини ліній, що намічаються, при відсутності більш точних даних, приймають не менш ніж на 18-20% більше прямої лінії між ПС. В умовах прокладання трас ліній по територіях приватного землекористування або

інтенсивної інженерної забудови довжина лінії може бути збільшена до 40 %.

9.14. Нормальні схеми видавання наявної потужності електростанцій і схеми приєднання ПС до магістральної електричної мережі на всіх етапах свого розвитку повинні відповідати вимогам критерію «N-1» без застосування пристроїв ПА. Допускається застосувати засоби ПА на розвантаження електростанції в нормальній схемі відповідно до СОУ-Н МЕВ 40.1.00100227-68.

В ремонтних схемах мережі, на термін ремонту обладнання, забезпечення виконання критерію «N-1» для ремонтних схем допустимо за рахунок оперативного обмеження потужності електростанцій та ПС або застосування пристроїв ПА, що діють на обмеження їх потужності. Величина обмеження потужності не повинна перевищувати: для електростанції потужності її найбільшого блоку; для ПС – 25% її навантаження.

В процесі реалізації проектної схеми допускається неповне резервування окремих підстанцій з обмеженням їх максимального навантаження на час відновлення обладнання, яке відмовило, не більше, ніж на 25%.

При виборі схем приєднання ВЕС та СЕС до електричних мереж керуються вимогами ДСТУ Вітроенергетика. Площадки для вітроелектростанцій. Вимоги до вибору, ДСТУ Вітроенергетика. Вітрові електричні станції. Приєднання до електроенергетичної системи Загальні технічні вимоги, ДСТУ Геліоенергетика. Площадки для фотоелектричних станцій. Приєднання станцій до електроенергетичної системи, ПУЕ:2008.

9.15. В проектах розвитку ОЕС і регіональних систем виконують попереднє визначення певних параметрів тих об'єктів енергосистеми, що планують до будівництва, реконструкції та технічного переоснащення. Перелік параметрів наведений в п.п. 9.19.1-9.19.3. Уточнення даних за цими параметрами і визначення інших параметрів, яких вимагають норми технологічного проектування конкретних об'єктів, виконують у проектах відповідних об'єктів.

9.15.1. При виборі параметрів електростанцій керуються вимогами РД 29.006, вимогами документу «Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций и тепловых сетей», ВНТП 41, ГКД 341.003.001.002, враховуючи:

- режим роботи;
- рівень напруги РУ, кількість, напрямок та навантаження ПЛ, КЛ на кожній з напруг;
- розподіл генераторів на різному рівні напруг у РУ;
- потужність – АТ зв'язку;
- вимоги до секціонування РУ за умови необхідності зниження струмів короткого замикання (КЗ), необхідності системного поділу електромережі, обмеження кількості вимикачів, що спрацювують одночасно в разі КЗ;
- розрахункові рівні струмів КЗ;
- принципова схема електричних з'єднань, що забезпечує живучість станції (здатність станції протистояти розвитку системних аварій);
- терміни спорудження.

9.15.2. Параметри підстанцій:

- район (пункт) розміщення ПС;
- напруга РУ;
- електричні навантаження на розрахунковий термін, кількість та потужність трансформаторів (обираються згідно з СОУ-Н ЕЕ.20.178);
- кількість, напрямок і навантаження ліній 35 кВ та вище;
- тип та потужність засобів компенсації реактивної потужності та регулювання напруги (включаючи шунтувальні реактори та, по можливості, елегазові вимикачі в їх колах);
- принципова схема електричних з'єднань (обирають згідно з СОУ-Н ЕЕ.20.178);
- розрахункові рівні струмів КЗ;
- терміни спорудження.

9.15.3. Параметри ліній електропередавання:

- номінальна напруга;
- напрямки, підходи та приєднання до підстанцій;
- проміжні пункти, на які в перспективі буде намічене виконання заходу лінії;
- кількість ланцюгів;

- кількість проводів, конструкція фази (обирають згідно з главою 2.5 ПУЕ);
- перерізи струмопровідної частини проводів ПЛ (повинні бути не меншими від зазначених в главі 2.5 ПУЕ);
- перерізи струмопровідних жил кабелів КЛ (обирають згідно з главою 2.3 ПУЕ);
- терміни спорудження.

9.16. Для вирішення завдань диспетчеризації у проектах розвитку енергетичних систем та електричних мереж рекомендується передбачати використання сучасного високотехнологічного устаткування та передових технологій керування передачею, розподілом і споживанням електроенергії, які є основою для побудови інтелектуальної електричної мережі.

Розвиток інтелектуальної електричної мережі рекомендується проводити поетапно:

- на першому етапі застосовують принципи діагностики, аналізу та автоматизації – введення інформаційних технологій (системи моніторингу, автоматики, телемеханіки та комерційного обліку на основі розгалужених інформаційних каналів (цифрова реєстрація та аналіз аварійних процесів в електричних мережах; реєстратори аварійних процесів і аналізатори якості електричної енергії тощо);
- на другому етапі поступово запроваджують для підвищення рівня надійності та збільшення пропускної здатності мережі нові технології регулювання напруги та компенсації реактивної потужності;
- на третьому етапі – поступово створюють сучасні підстанції/підстанції, які базуються на цифрових пристроях, без обслуговуючого персоналу із застосуванням на них відповідних систем автоматизованого керування.

9.17. Побудова електричної мережі повинна відповідати вимогам цивільного захисту (цивільної оборони). Ці вимоги стосуються :

- вибору майданчиків під будівництво електростанцій, магістральних мереж та ПС 220 - 750 кВ поза зонами можливих руйнувань міст і об'єктів, віднесених до категорії відповідно до ДБН В.1.2-4, а також поза зонами

можливого катастрофічного затоплення та межами зсувонебезпечних ділянок;

- створення кільцевих мереж 110-330 кВ, що прокладені по різних трасах та підключені до різних джерел електропостачання, з урахуванням можливого пошкодження окремих джерел;
- збереження в якості резерву малих стаціонарних електростанцій та можливості використання пересувних електростанцій;
- необхідності передбачення при проектуванні схем зовнішнього електропостачання міст, віднесених до категорії відповідно до ДБН В.1.2-4, їх живлення від декількох незалежних і територіально розмежованих джерел (електростанції і підстанції, частина з яких повинна розміщуватись за межами зон можливих руйнувань). Зазначені джерела та їх лінії електропередавання повинні знаходитись одна від одної на відстані, яка виключає можливість їх одночасного виходу з ладу;
- забезпечення транзиту електроенергії в системі електропостачання міст, віднесених до категорії відповідно до ДБН В.1.2-4, в обхід зруйнованих об'єктів за рахунок спорудження коротких перемичок повітряними лініями електропередавання;
- будівництва кабельних ліній для електропостачання споживачів, віднесених до особливої і першої групи з цивільного захисту (цивільної оборони), а при реконструкції існуючих ПЛ - заміна їх на КЛ;
- організації електропостачання об'єктів підвищеної небезпеки радіальними лініями електропередавання від двох незалежних ЦЖ.

Х. Схеми видавання потужності електростанцій та їх технологічні параметри

10.1. Схеми видавання потужності всіх видів електростанцій, що приєднуються до системотвірної мережі, та їх технологічні параметри, повинні забезпечувати можливість видачі всієї наявної потужності (за відрахуванням навантаження власних потреб) при нормативних запасах статичної стійкості та якості електроенергії, відсутності термічного недопустимого перевантаження обладнання в нормальних режимах роботи мережі та в нормальній схемі мережі

при планових або аварійних відключеннях будь-якої лінії (в тому числі обох ланцюгів дволанцюгової ПЛ чи обох КЛ до 330 кВ включно) або АТ зв'язку РУ вищої напруги на всіх етапах введення потужності.

Допускається застосувати засоби ПА на розвантаження електростанції в нормальній схемі відповідно до СОУ-Н МЕВ 40.1.00100227-68.

Ці вимоги не розповсюджуються на електростанції, що розташовані на відстані до 10 км від вузлових ПС системи і приєднуються до них по схемі «блок генератор – трансформатор – лінія».

10.2. Схеми видавання потужності електростанцій негарантованої потужності, що працюють на ВДЕ, повинні забезпечувати відповідність режимів видавання потужності станції та показників якості електроенергії в точці приєднання вимогам чинної нормативно-технічної документації. Показники якості електроенергії в точці загального приєднання повинні також відповідати вимогам чинної нормативно-технічної документації.

Схема електричної мережі від точки загального приєднання повинна забезпечувати видавання наявної потужності приєднаної електростанції (групи станцій) в межах одного енерговузла за критерієм «N-1» без застосування пристроїв ПА, діючих на обмеження їх потужності.

10.3. Для електростанцій гарантованої потужності потужність трансформаторів зв'язку (АТ зв'язку) між двома РУ повинна бути не меншою за потужність найбільшого блоку, що приєднаний до РУ нижчої напруги.

За наявності відповідного техніко – економічного обґрунтування допускається попарне приєднання блочних трансформаторів двох генераторів з боку високої напруги, або приєднання двох генераторів до одного трансформатора з розщепленими обмотками. При цьому у всіх випадках об'єднання блоків між генераторами і трансформаторами повинні встановлюватися елегазові вимикачі. Загальна потужність об'єданого енергоблоку визначається конкретними умовами енергосистеми (енергорайону), але не повинна перевищувати 1000 МВт.

10.4. Допустимість приєднання електростанції негарантованої потужності, зокрема ВЕС та СЕС, по одній лінії визначають техніко-економічним

обґрунтуванням з прямим розрахунком надійності схеми приєднання.

Лінію видавання потужності приєднують до мережі одним із таких способів:

- заведенням у РУ ПС електричної мережі що належить до електричної мережі загального призначення і має достатню пропускну спроможність зв'язку з мережею;
- заведенням у РУ 110 кВ і вище електростанції яка має можливість змінювати свою потужність відповідно до заданого добового графіка, за умов достатності схеми видавання її потужності з урахуванням додатково приєднаної потужності ВЕС.

10.5. Якщо для електростанції негарантованої потужності недостатньо пропускну спроможності одної лінії видавання потужності чи елементів мережі, можливо застосування другої лінії видавання потужності, яку спрямовують від станції до іншої точки приєднання в мережі.

Видавання потужності двома лініями здійснюють також в разі приєднання станції в розтин транзитної лінії. Таке приєднання доцільно застосовувати, якщо відстань від місця розтину лінії до станції становить не більше 10 км.

10.6. У випадку видавання потужності електростанції негарантованої потужності по одній лінії принципову електричну схему центральної розподільчої установки електростанції на напрузі приєднання обирають у вигляді схеми блока (або схем блоків) видавання відповідно до СОУ-Н ЕЕ 20.178.

Належить переважно застосовувати наведені нижче різновиди блоків видавання потужності:

- лінія видавання потужності підключена через один вимикач до головного трансформатора (групи головних трансформаторів);
- лінія видавання потужності підключена до двох груп головних трансформаторів через вимикачі кожної групи;
- лінія видавання потужності підключена без вимикача (вимикачів) до головного трансформатора (за умови достатньої чутливості і селективності роботи пристроїв релейного захисту та підключення цієї лінії через вимикач РУ підстанції або електростанції з організацією каналу передавання команд на вимикання – вмикання лінії).

Наведені схеми блоків застосовують з трансформаторами потужністю до 125 МВА включно.

Якщо напруга внутрішньої мережі електростанції та напруга приєднання однакові, на центральній розподільчій установці встановлюють вимикач з боку лінії видавання потужності.

У випадку приєднання у розтин існуючої лінії на центральній розподільчій установці на напрузі приєднання обирають схему містка із вимикачем для секціонування транзитної лінії та по одному вимикачу з боку кожного головного трансформатора (групи трансформаторів).

10.7. Термічну пропускну спроможність ліній блочного приєднання електростанцій негарантованої потужності, що працюють на ВДЕ, до електричної мережі енергосистеми належить встановлювати, враховуючи можливість нагріванням проводів електричним струмом не вище допустимої температури під час найвищої температури повітря для даної місцевості.

До центральної ПС електростанції негарантованої потужності приєднують лише лінії видавання потужності, лінії внутрішньої мережі електростанції та лінії резервного живлення власних потреб.

Належить уникати приєднання до центральної ПС електростанцій негарантованої потужності ліній, що живлять сторонніх споживачів, оминаючи мережу загального призначення.

XI. Схеми та технологічні параметри системотвірних електричних мереж

11.1. При проектуванні системотвірних електричних мереж слід розглядати можливість:

- збільшення пропускну здатності діючих ПЛ та перетинів за рахунок заміни проводів на існуючих опорах ПЛ на проводи підвищеної механічної міцності і більшого перерізу, або переводу існуючих ліній на більш високу напругу;
- використання трас фізично та морально застарілих ліній для спорудження більш високотехнологічних ПЛ та КЛ;

- спорудження нових підстанцій замість діючих за умови отримання суттєвих технічних та економічних переваг у порівнянні з їх реконструкцією;
- віддавати перевагу більш високому класу напруги при близьких показниках порівнюваних техніко - економічних варіантів;
- спорудження підстанцій закритого типу обладнаних КРУЕ, прокладання кабельних ліній замість повітряних;
- використання дволанцюгових (багатоланцюгових) ПЛ.

11.2. Визначення розвитку схеми та технологічних параметрів системотвірної електричної мережі виконують виходячи з запланованих (балансових) та максимальних розрахункових перетоків, аналізу статичної стійкості по розрахункових перетинах системотвірної мережі та аналізу термічного перевантаження обладнання ПЛ (АТ) перетинів системотвірної електричної мережі ОЕС. Послідовно, на відповідну перспективу, аналізують поточкорозподіл та умови роботи ОЕС, які відповідають максимальному перетоку по кожному з розрахункових перетинів.

Шляхом співставлення, на відповідну перспективу, величин очікуваних максимальних перетоків з величиною пропускної здатності у відповідних перетинах визначають необхідність їх підсилення.

11.3. Плановані перетоки потужності в розрахункових перетинах ($P_{пл}$), на відповідну перспективу, визначають на основі відповідних балансів потужності по окремих частинах ОЕС. з урахуванням очікуваної, на цей період, величини оперативного резерву в кожній дефіцитній частині.

Максимальний розрахунковий перетік у перетинах ($P_{м.р.}$) на відповідну перспективу визначають шляхом накладення на відповідний плановий перетік додаткового перетоку потужності, максимальна величина якого визначається на підставі аналізу аварійних режимів, і залежить від розрахункової величини максимальних аварійних дефіцитів потужності* в дефіцитних частинах та/або від максимальної величини резервів потужності, які можливо використовувати в надлишкових частинах ОЕС України.

*) на даний час, для ОЕС України, це величина найбільшого блоку

електростанції

$P_{м.р.}$ відповідає більшій з величин, що одержують із таких виразів:

$$P_{м.р.} = P_{пл} + P_{бл} \quad (7.1)$$

$$P_{м.р.} = P_{пл} + P_{м} \quad (7.2)$$

де $P_{бл}$ – потужність найбільшого блоку у відокремлюваній частині ОЕС,

$P_{м}$ – додатковий перетік, що пов'язаний з можливістю максимального використання резерву потужності в надлишковій частині ОЕС,

11.4. Пропускна здатність системотвірної електричної мережі повинна задовольняти таким вимогам:

– передача балансових перетоків при плановому або аварійному відключенні однієї лінії (або АТ) повинна забезпечуватись із нормативним запасом стійкості та нормативній якості електроенергії ($K_p \geq 20 \%$ та $K_u \geq 15 \%$); при збігу планового відключення однієї лінії (АТ) з аварійним відключенням іншої для збереження запасу стійкості ($K_p \geq 8 \%$ та $K_u \geq 10 \%$) допускається використання протиаварійної автоматики (ПА) з дією на обмеження балансового перетоку по перетину в післяаварійному режимі;

– передача максимальних розрахункових балансових перетоків повинна забезпечуватись в повній схемі мережі із нормативним запасом стійкості та нормативній якості електроенергії ($K_p \geq 20 \%$ та $K_u \geq 15 \%$); при аварійному відключенні будь-якої лінії або АТ (крім 750 кВ) передача максимальних розрахункових перетоків повинна забезпечуватись з $K_p \geq 8 \%$ та $K_u \geq 10 \%$, а при відключенні лінії (АТ) 750 кВ допускається використання ПА з дією на обмеження балансового перетоку по перетину в після аварійному режимі.

11.5. Розвиток мереж 750 кВ повинен базуватися на концепції її побудови, яка полягає у формуванні північної, центральної та південної широтних ліній електропередавання та ряду поперечних зв'язків між ними. При плануванні розвитку мережі 750 кВ необхідно керуватися наступним:

- до однієї підстанції повинно приєднуватись не більше чотирьох ПЛ 750 кВ;
- на підстанціях 750 кВ встановлюють, як правило, дві групи АТ по 1000 (3х333) МВА. При поетапному розвитку ПС з введенням першої групи встановлюють резервну фазу (при цьому забезпечується можливість тривалої роботи з одною групою АТ при умові повільного зростання навантаження).

11.6. При плануванні розвитку мережі 220-330 кВ необхідно керуватися наступним:

- рекомендовано конфігурацію мережі формувати з одно- і дволанцюгових (багатоланцюгових) ліній, з'єднаних поперечними зв'язками в багатоконтурну мережу;

- рекомендовано використовувати в мережі одно- і дволанцюгові ПЛ (КЛ) 220 – 330 кВ;

- до одноланцюгової лінії між двома центрами живлення або вузловими підстанціями рекомендовано приєднувати не більше однієї ПС 330 кВ, приєднання більше однієї підстанції допускається при додержанні умов резервування, а довжина такої ПЛ, як правило, не повинна перевищувати 250 км;

- для здійснення глибоких введів в схемах електропостачання великих міст, промвузлів та енергорайонів (промислових, щільної забудови, рекреаційних, інфраструктурного забезпечення) дозволяється застосовувати дволанцюгові тупикові лінії (повітряні або кабельні), що живлять одну ПС 330 кВ, споживачі якої резервуються по розподільній мережі;

- на ПС 330 кВ рекомендована установка двох АТ потужністю кожного не менше 200 МВА, на ПС 220 кВ – потужністю не менше 125 МВА. В окремих випадках, при великому навантаженні, допускають установку трьох-чотирьох АТ. Установка на ПС одного трансформатора дозволена тимчасово (перший етап розвитку двотрансформаторної ПС) при забезпеченні резервування споживачів;

- кількість ПЛ (КЛ) 220-330 кВ, що приєднуються до вузових ПС, належить визначати відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.178, та вона в усякому разі не повинна перевищувати шести.

Живлення розподільних мереж 10-35 кВ від ПС 220-330 кВ, що споруджуються, забороняється.

11.7. Розвиток мережі 220-330 кВ зовнішнього електропостачання великих, значних і найзначніших міст (поділ на групи в залежності від проектної чисельності населення на розрахунковий строк відповідно до ДБН 360) повинен задовольняти наступним вимогам:

- для найзначніших міст рекомендовано формування мережі 220-330 кВ кільцевої конфігурації, яка включає не менше трьох підстанцій (центрів живлення мережі 110 (150)кВ) і місцевих електростанцій (ТЕЦ) і є ланкою регіональної енергетичної системи. Кільцева мережа 110 (150) кВ, виконана дволанцюговими ЛЕП, при такій схемі відіграє роль збірних шин, які отримують енергію від ЦЖ;

- для значних міст схема повинна формуватися замкненої конфігурації і передбачати спорудження не менше двох ПС 220-330 кВ, через які забезпечується зв'язок з мережею енергосистеми;

- за наявності в великому місті одного центру живлення міське кільце повинно мати зв'язок по лініях 110 (150) кВ з іншими ЦЖ, що розташовані за межами міста;

- лінії, що зв'язують міські мережі з енергосистемою, приєднують не менше ніж до двох зовнішніх територіально рознесених центрів живлення (для найзначніших міст – до трьох) і споруджують по різних трасах;

- ПС 220-330 кВ рекомендовано виконувати двотрансформаторними (220 кВ – не менше 2х125 МВА, 330 кВ – не менше 2х200 МВА). При великому навантаженні допускають установку трьох-чотирьох АТ. Установка одного АТ допускається на першому етапі розвитку двотрансформаторної ПС у разі забезпечення повного резервування споживачів;

- загальну кількість і пропускну здатність ліній, що зв'язують міські мережі з енергосистемою, рекомендовано обирати з урахуванням забезпечення живлення міських споживачів без обмеження при вимиканні дволанцюгової живлячої ПЛ 220-330 кВ (обох живлячих КЛ) або дволанцюгової ПЛ 110 (150) кВ в будь – якому напрямку;

- побудова схеми повинна забезпечувати мінімальні транзитні перетоки потужності через міську мережу в межах магістральних ПС за напрямком «330 (220) кВ – 110(150) кВ – 330 (220) кВ».

ХІІ. Схеми та технологічні параметри розподільних електричних мереж

12.1. Вибір схем та технологічних параметрів розподільної електричної мережі виконують по навантаженнях річного максимуму енергосистеми з урахуванням очікуваних змін електричних навантажень відповідно до п. 9.4.

Для окремих ділянок розподільної електричної мережі, найбільше навантаження яких не співпадає по часу з розрахунковим максимумом енергосистеми (наприклад, мережі електропостачання сезонних споживачів, мережі, до яких приєднані ВЕС та СЕС та ін.), додатково розглядаються відповідні характерні режими.

12.2. Схеми і технологічні параметри електричної мережі повинні забезпечувати надійність електропостачання, при якій у випадку відключення будь-якої лінії або трансформатора зберігається живлення споживачів без обмеження навантаження з дотриманням нормативної якості електроенергії.

12.3. Проектування розподільних електричних мереж здійснюють з дотриманням наступних вимог:

- в районах з малим охопленням території електричними мережами при близьких значеннях техніко-економічних показників варіантів розвитку мережі спорудження ПЛ (КЛ) здійснювати за існуючими або новими трасами;

- в великих містах та промислових районах з великою концентрацією навантаження по одній трасі рекомендується спорудження КЛ, одно-, або дволанцюгових (багатоланцюгових) ПЛ з використанням облегованих проводів підвищеної механічної міцності, термостійких, спеціальних конструкцій, виготовлених з алюмінієвих сплавів з композитними осереддями, корозостійких;

- при проходженні ПЛ по території промислових районів, на підходах до електростанцій і підстанцій, в умовах ущільненої забудови, по лісових масивах тощо, ПЛ рекомендовано виконувати на багатоланцюгових опорах (при умові відповідної надійності електропостачання). Допускається підвішування на одних опорах ланцюгів різних класів напруг;

- у разі живлення ПС зі споживачами першої категорії надійності

електропостачання, застосування однієї дволанцюгової замість двох одноланцюгових ПЛ потребує спеціального обґрунтування. Не допускається застосування ліній на дволанцюгових (багатоланцюгових) опорах в 5-му та 6-му районах за ожеледдю для живлення тягових ПС залізниць, головних станцій перекачування нафтопроводів, електроприводних компресорних станцій газопроводів та шахт;

- для електропостачання споживачів особливої групи першої категорії по надійності електропостачання повинно передбачатися додаткове живлення від третього незалежного резервного джерела живлення;

- центри живлення необхідно максимально наближати до споживачів, обмежуючи кількість трансформацій шляхом спорудження ПС глибоких вводів.

12.4. Вимоги до схем зовнішнього електропостачання тягових підстанцій електрифікованих залізниць, а саме: резервування, кількість ланцюгів ЛЕП та трансформаторів на ПС, схеми приєднання ПС до мережі, – визначають за ВБН В.2.3-2. Схеми зовнішнього електропостачання окремих споживачів, розташованих в одному районі, повинні кореспондуватися з загальною схемою електричних мереж району, що розглядається.

12.5. При розвитку мережі 110 (150) кВ належить:

- не допускати спорудження нових протяжних ПЛ 110 (150) кВ паралельно існуючим ПЛ 220-330 кВ;

- для всіх конфігурацій мережі 110 (150) кВ з декількома центрами живлення використовувати як такі центри відповідні РУ електростанцій гарантованої потужності та ПС 220-330 кВ з двостороннім живленням які не мають спільних живлячих ліній;

- забезпечувати двостороннім живлення підстанції, що приєднані до одноланцюгових ПЛ 110 (150) кВ. Гранична довжина таких ПЛ, як правило, не повинна перевищувати 120 км, а кількість приєднаних проміжних ПС не повинна перевищувати трьох;

- створювати вузлову конфігурацію мережі шляхом будівництва нової лінії від третього ЦЖ до однієї з прохідних ПС. Кількість прохідних ПС на ділянці між ЦЖ та вузловою (або двома вузовими) ПС повинна бути, як правило, не

більше двох;

- при організації схем вузлових підстанцій не допускається використовувати в якості третьої лінії живлення лінію, що є відгалуженням від ЛЕП;

- кількість ПЛ (КЛ) 110 (150) кВ, що приєднується до вузлових ПС 110 (150) кВ не повинна, як правило, перевищувати шести.

- в системах електропостачання великих, значних і найзначніших міст, промвузлів і енергорайонів (промислових, щільної малоповерхової забудови, рекреаційних, інфраструктурного забезпечення), а також для електропостачання транспортних споживачів (електрифіковані залізниці, трубопроводи) застосовувати дволанцюгові ПЛ з двостороннім живленням від різних ЦЖ (гранична довжина – до 120 км). До таких ПЛ рекомендовано приєднання не більше шести прохідних ПС (по три до кожного кола) або чергування прохідних та відгалужувальних підстанцій. При виборі схем приєднання ПС слід виходити з допустимості втрати не більше однієї ПС при одночасному відключенні обох ланцюгів ПЛ та рівномірного розподілу навантаження між ланцюгами ПЛ;

- в схемах електропостачання промвузлів, промпідприємств та великих міст застосовувати глибокі вводи – дволанцюгові ПЛ з приєднанням до двох ПС 110 (150) кВ, споживачі першої категорії яких резервуються по мережі вторинної напруги від інших підстанцій (що не приєднані до даної лінії). При відсутності можливості резервування споживачів першої категорії по мережі вторинної напруги глибокі вводи рекомендується виконувати двома одноланцюговими ПЛ, які треба з'єднати у кільцеву схему з'єднань, до яких можуть бути приєднанні до трьох підстанцій. Приєднання ПС до ПЛ рекомендовано виконувати із застосуванням КРУЕ;

- приєднання дволанцюгових тупикових ліній, які живлять споживачів 1-ї категорії по надійності електропостачання повинно виконуватися від різних секцій центрів живлення. Підключення на одну секцію не допускається. При відсутності центру живлення з секціонованими системами шин або можливості резервування по мережі вторинної напруги рекомендується здійснювати живлення підстанції із споживачами 1-ї категорії по тупикових лініях від різних центрів живлення;

12.6. На підстанціях 110 (150) кВ рекомендовано, як правило, встановлювати трансформатори такої потужності:

- в найзначніших містах – 2х40 МВА (в окремих випадках – 2х 63 МВА);
- в великих та значних містах – 2х25 та 2х40 МВА;
- в промвузлах – 2х25 МВА (в окремих випадках – 2х63 МВА);
- на інших підстанціях – до 2х16 МВА.

Застосування на ПС 110 (150) кВ трансформаторів потужністю 80 МВА повинно бути обґрунтоване.

12.7. При розвитку мереж 35 кВ належить:

– формувати розгалужену електричну мережу напругою 35 кВ як взаєморезервовані лінії електропередавання, які підключені до шин двох і більше трансформаторних підстанцій або різних систем (секцій) шин однієї підстанції, із широким використанням резервних перемичок між ПЛ-35 кВ, які резервуються за допомогою реклоузерів 35 кВ;

– розглядати варіанти схем електропостачання споживачів електроенергії шляхом розвитку електричної мережі напругою 35 кВ із застосуванням підстанцій 35/0,4 кВ (глибоких вводів) та переводом електричних мереж 6-10 кВ на напругу 35 кВ;

– не допускати спорудження нових протяжних ПЛ 35 кВ паралельно до існуючих ПЛ 110 (150) кВ;

– враховувати, що гранична довжина нових ПЛ не повинна, як правило, перевищувати 35 км;

– оцінювати доцільність спорудження нових ПЛ 35 кВ в габаритах 110 (150) кВ;

– розглядати можливість переведення існуючих ПЛ та ПС 35 кВ на напругу 110 кВ;

– розглядати можливість спорудження ПС 110/10 кВ з приєднанням до існуючої мережі замість будівництва ПЛ та ПС 35 кВ;

– використовувати одноланцюгові або дволанцюгові (багатоланцюгові) ПЛ (КЛ) 35 кВ з живленням від різних ПС-110 (150) кВ або різних секцій (систем шин) однієї підстанції

- приєднувати до одноланцюгової ПЛ між двома ЦЖ, як правило, не більше чотирьох прохідних ПС. На першому етапі, при встановленні одного трансформатора, ПС можуть бути приєднані на відгалуженнях;

- при приєднанні до мережі прохідних підстанцій довжина лінії між двома ЦЖ не повинна, як правило, збільшуватись більше, ніж на 20%;

- застосовувати двотрансформаторні ПС 35 кВ з трансформаторами одиничної потужності до 10 МВА;

- кількість ПЛ (КЛ) 35 кВ, що приєднуються до вузлових ПС 35 кВ, не повинна перевищувати чотирьох.

12.8. Системи електропостачання міст повинні задовольняти такі додаткові умови:

- міські мережі (не враховуючи мережі 0,4 кВ) повинні мати, як правило, не більше двох трансформацій з врахуванням прийнятої в даному енергорайоні шкали напруг: 330/110(150)/10 кВ або 220/110(150)/10 кВ;

- при розробці схеми мережі 110 (150) кВ слід прагнути до кільцевої конфігурації, що опирається на декілька ЦЖ;

- підвищення пропускної здатності міського кільця 110 (150) кВ, рекомендовано здійснювати шляхом його заходів на додаткові ЦЖ;

- глибокі вводи в райони з високою густиною навантаження, які розташовані на значній відстані від кільця 110 (150) кВ, рекомендовано виконувати по радіальній схемі;

- всі лінії 110 (150) кВ системи електропостачання міста повинні, як правило, виконуватись дволанцюговими;

- схеми приєднання та параметри ПС 110 (150) кВ необхідно приймати у відповідності з рекомендаціями 12.5, 12.6. При цьому визначають необхідний обсяг резервування споживачів по мережі вторинної напруги;

- приєднання ПС 110 (150) кВ до дволанцюгового кільця найзначніших міст слід чергувати з приєднаннями ЦЖ;

- при розвиненій мережі 35 кВ розглядати можливість підведення напруги 35 кВ до центрів навантаження шляхом спорудження ПС 35/10 кВ або 35/0,4 кВ та приєднання їх глибокими вводами до мережі 35 кВ. Рішення щодо застосування

напруги 35 кВ слід приймати на основі техніко – економічного порівняння варіантів з надаванням переваги застосуванню напруги 110 кВ при близьких значеннях.

12.9. Для зовнішнього електропостачання промислових підприємств слід застосовувати такі основні схеми живлення (в залежності від навантаження):

- до 5 МВт (в окремих випадках – до 10 МВт) – від найближчої існуючої підстанції 110 (150)/10 кВ (яка при необхідності підлягає реконструкції) або спорудження однієї підстанції 35/10 кВ (при розвиненій мережі 35 кВ);

- 5 – 30 МВт (в окремих випадках – до 50 МВт) – спорудження однієї підстанції глибокого вводу (ПГВ), що приєднується до мережі 110 (150) кВ;

- 30 – 70 МВт – спорудження двох і більше ПГВ, що приєднуються до мережі 110 (150) кВ;

- понад 70 МВт – як правило, спорудження нового ЦЖ мережі 110 (150) кВ – підстанції 330/110 (150) кВ – та декількох ПГВ 110 (150)/10 кВ.

Схеми з однією ПГВ 110 (150)/10 кВ слід застосовувати, як правило, при компактному розташуванні навантажень та при відсутності спеціальних вимог до надійності електропостачання (крім тих, що передбачені в п.9.14).

XIII. Розрахунки режимів роботи електричних мереж

13.1.В схемах розвитку енергосистем та електричних мереж виконують розрахунки:

- ustalених режимів (нормальних, післяаварійних (ремонтних), ремонтно-аварійних);

- статичної стійкості з перевіркою відсутності термічного перевантаження обладнання (для системотвірної мережі ОЕС та для схем видавання потужності електростанцій);

- динамічної стійкості (для схем видавання потужності електростанцій);

- струмів короткого замикання.

13.2. Призначення розрахунків:

- вибір схеми і параметрів електричної мережі;

- аналіз зміни величини втрат електроенергії;
- вибір засобів регулювання напруги, компенсації реактивної потужності та оптимізація поточкорозподілу;
- виявлення тенденцій зміни втрат потужності в електричних мережах та розробка заходів щодо обмеження їх зростання;
- визначення струмів короткого замикання на перспективу і розробка заходів для їх обмеження;
- розробка заходів по забезпеченню стійкості системи.

13.3. Розрахунки усталених режимів, статичної та динамічної стійкості виконують на розрахунковий період (див. п.9.4), а при необхідності, для вирішення окремих питань розвитку мережі, також на проміжні (5 років) та перспективні етапи (для ОЕС 15 років).

Розрахунки струмів КЗ виконують на перспективу 10 років, а при необхідності – також на проміжний період. В схемах розвитку ОЕС для вузлових пунктів системотвірної електричної мережі приводять також розрахунок струмів КЗ на перспективу 15 років.

Розрахункова схема повинна враховувати перспективу розвитку зовнішніх мереж і генеруючих джерел, не менш ніж на 5 років від запланованого терміну введення об'єкту в експлуатацію.

13.4. Розрахунки усталених режимів схеми мережі виконують для перевірки відповідності схеми до вимог надійності енергопостачання (див. п.9.14, п.12.2), визначення поточкорозподілу потужності, термічного завантаження елементів мережі та обладнання, оцінки зміни втрат потужності та рівнів напруги в елементах мережі при введенні нового обладнання.

Для ОЕС та регіональних енергосистем базовим режимом є режим зимового максимуму, який відповідає умовам річного максимуму електричних навантажень. Для місцевих (локальних) електричних мереж та енергорайонів базовим режимом також є режим зимового максимуму, за винятком тих мереж та енергорайонів, де можливе значне споживання електроенергії в літній період і, відповідно, базовим режимом може бути режим літнього максимум електричних навантажень

За необхідності, для мережі ОЕС виконують розрахунки інших характерних режимів:

- режиму зимового денного максимуму навантаження та режиму весняної повені – для перевірки працездатності мережі, до якої приєднані ГЕС;
- режиму зимового мінімуму навантаження – для перевірки працездатності мережі в години закачування ГАЕС.

За необхідності, в енерговузлах, які мають потужну ТЕЦ, мережі перевіряють за режимом зимового максимуму навантаження та за додатковими режимами:

- режимом зимового мінімуму навантаження – для перевірки рівнів напруги в мережі при значному завантаженню ТЕЦ по тепловому графіку;
- режимом літнього максимуму навантаження – для перевірки пропускну здатності мережі, якщо ТЕЦ працює з великою частиною теплового навантаження.

Під час вибору схем приєднання електростанцій до електричних мереж схему мережі перевіряють за режимом зимового максимуму навантаження та (для електростанцій окремого типу потужністю понад 100 МВт) - за додатковими режимами:

- режимом літнього мінімуму навантаження – при виборі схеми приєднання та видавання потужності АЕС, ТЕС, ТЕЦ, ПГУ, ГТУ. Схеми приєднання та споживання потужності ГАЕС в режимі двигуна;
- режимом літнього максимуму навантаження – при виборі схеми приєднання та видавання потужності ГАЕС в генераторному режимі;
- режимом зимового мінімуму навантаження – при виборі схеми приєднання та споживання потужності ГАЕС в режимі двигуна;
- режимом літнього денного (вихідний день) зниження навантаження - при виборі схеми приєднання та видавання потужності СЕС та інших станцій в районі розміщення СЕС;
- режимом міжсезонного (весняна повінь) мінімуму навантаження - при виборі схеми приєднання та видавання максимальної потужності ВЕС;
- режимом зимового денного (вихідний день) зниження навантаження - при

виборі схеми приєднання та видавання потужності СЕС та ВЕС.

Для перевірки відповідності схеми до вимог надійності енергопостачання (див. п.9.14, п.12.2) виконують розрахунки післяаварійних усталених режимів після вимикання найбільш завантажених ліній та трансформаторів, систем шин та секцій, відключення генеруючого обладнання та компенсуючих пристроїв. Для ПС 220-330 кВ розглядають також збіг ремонту однієї лінії живлення ПС з аварійним вимиканням іншої лінії живлення, збіг відключення трансформаторів та систем шин.

13.5. При виконанні розрахунків усталених режимів роботи мережі рекомендовано керуватися такими вихідними умовами:

- розрахунки мереж 110 кВ та вище виконують для повної схеми мережі – при всіх включених лініях та трансформаторах. Доцільність та точки розмикання мережі 110 – 220 кВ повинні бути обґрунтовані. При виконанні розрахунків мереж 35 кВ та вище мережі 35 кВ приймають розімкненими;

- потужність електростанцій гарантованої потужності приймають в розрахунках у відповідності до нормальних тривалих режимів їх роботи. Крім того, перевіряються також розрахункові максимальні режими роботи системотвірної мережі при найбільш несприятливому сполученні відключення агрегатів електростанцій (див. п.11.3);

- потужність ВЕС та СЕС приймають за їх максимальною робочою потужністю, з відрахуванням потужності на власні потреби та втрати потужності у внутрішній мережі, під час нормального режиму роботи при виконанні розробки схеми видачі потужності власне самих СЕС і ВЕС та інших електростанцій. При розробці схеми зовнішнього електропостачання споживачів допускається врахування потужності вітрових електростанцій мінімальною гарантованою потужністю (за відсутності достовірних даних на основі багаторічних спостережень враховують 5% від робочої потужності). При виконанні схеми розвитку електричних мереж розглядають режими як з максимальною потужністю ВЕС і СЕС так і при нульовій генерації ВЕС та СЕС.

Потужність власних потреб ВЕС та втрати потужності у внутрішній мережі електростанцій сумарно приймають в обсязі 3,5% від встановленої потужності,

якщо відсутні дані з досвіду експлуатації конкретних станцій, потужність власних потреб СЕС та втрати потужності у внутрішній мережі - в обсязі 8%.

Розрахункові напруги на шинах електростанцій приймаються вище номінальних:

в мережі	750 кВ	- на 2,5% ;
	500 – 330 кВ	- на 5% ;
	220 – 35 кВ	- на 10%.

13.6. Для регулювання напруги на всіх підстанціях 110-750 кВ необхідно передбачити трансформатори (автотрансформатори) з пристроями регулювання напруги під навантаженням (РПН).

На шинах високої напруги підстанцій в режимі максимального навантаження рівні напруги повинні забезпечувати одержання на шинах низької напруги (з урахуванням використання РПН) напруги не нижче ніж 1,05 номінальної в нормальних і не нижче ніж номінальної – в післяаварійних режимах. В режимі мінімального навантаження напруга на високій стороні підстанцій 35 – 330 кВ, як правило, не повинна бути вищою ніж 1,05 номінальної напруги мережі; більш висока напруга допускається за умови, що на шинах НН не буде перевищена номінальна напруга.

13.7. Потужність та розміщення компенсуючих пристроїв (КП) вибирають виходячи з необхідності забезпечення потрібної пропускної здатності мережі в нормальних та післяаварійних режимах при підтриманні нормативних рівнів напруги та запасів стійкості. Реактивні складові максимальних навантажень в розрахунках приймають на основі аналізу звітних та проектних даних; у випадку їх відсутності допускається приймати коефіцієнт реактивної потужності ($\text{tg } \varphi$) не вище таких значень:

Напруга шин ПС	6-10 кВ	$\text{tg } \varphi=0,4;$
	35кВ	$\text{tg } \varphi=0,5;$
	110 (150)кВ	$\text{tg } \varphi=0,55;$
	220-330	$\text{tg } \varphi=0,6.$

Встановлення додаткових КП з метою зниження втрат електроенергії в мережах вимагає техніко-економічне обґрунтування. При цьому необхідно

враховувати доцільність розміщення КП безпосередньо у споживачів (на напрузі 0,4-10 кВ) або на шинах ВЕС та СЕС.

Як КП використовують шунтові конденсаторні батареї та керовані шунтувальні реактори (КШР). При необхідності швидкого безперервного регулювання реактивної потужності можуть використовуватись статичні тиристорні компенсатори (СТК) (як правило, в системотвірних мережах).

13.8. Для виключення підвищення напруги в мережі 330-750 кВ вище допустимого рівня (в режимі мінімальних навантажень) для компенсації надлишку реактивної потужності в мережах передбачають встановлення шунтувальних реакторів (ШР).

Кількість ШР, тип і спосіб підключення визначають в проектах відповідних ліній електропередавання.

В схемах розвитку енергосистем (за відсутності проекту) при розрахунках режимів мереж 330-750 кВ потужність ШР приймають для ПЛ 750 кВ в розмірі 80-120 %, а для ПЛ 500 кВ – 60 % від зарядної потужності лінії. ШР підключають до ліній 330 - 750 кВ, як правило, через вимикачі.

13.9. Для оптимізації потокорозподілу активної потужності в замкнених контурах мережі 750-330 кВ можливо використовувати трансформатори поперечного регулювання (ТПР), які підключають по спеціальних схемах в кола АТ 750/330 кВ електростанцій та підстанцій. Доцільність встановлення ТПР на конкретних об'єктах повинна бути обґрунтована техніко-економічними розрахунками.

13.10. Перевірку пропускної здатності та відсутності термічного недопустимого перевантаження обладнання ПЛ (АТ) перетинів видавання потужності електростанцій (див.п.10.1), перетинів системотвірної електричної мережі ОЕС (див. п.11.2) та вибір засобів для її підвищення виконують шляхом розрахунків статичної та динамічної стійкості перетинів відповідно до СОУ-Н МЕВ 40.1.00100227-68:.

Виявлення границі статичної стійкості по розрахунковому перетину виконують шляхом зниження генеруючої потужності (або збільшення навантаження) в одній частині системи при одночасному підвищенні генеруючої

потужності в межах наявного діапазону потужності електростанцій (або зниження навантаження) в іншій частині.

Запас статичної стійкості в перетині, що розглядається, характеризується коефіцієнтом запасу по активній потужності в перетинах та коефіцієнтами запасу по напрузі у вузлах навантаження.

Значення коефіцієнта запасу з активної потужності в перетині K_p визначають за формулою:

$$K_p = (P_{гр} - P - \Delta P) / P_{гр}, \quad (13.1)$$

де $P_{гр}$ – активна потужність, яка передається через контрольований перетин, у граничному за статичною стійкістю режимі, МВт;

P – перетік потужності в контрольованому перетині в режимі, що розглядається, $P > 0$, МВт;

ΔP – амплітуда нерегулярних коливань активної потужності в контрольованому перетині в режимі, що розглядається, МВт.

Під впливом нерегулярних коливань перетік у контрольованому перетині може змінюватися в межах $P \pm \Delta P$.

Значення амплітуди нерегулярних коливань активної потужності (ΔP) у перетині, який розглядається, визначають за результатами вимірювань (нерегулярні коливання мають період від 2 хв. до 60 хв. залежно від засобів регулювання перетоку).

За відсутності результатів вимірювань ΔP розраховують за формулою:

$$\Delta P = K \sqrt{\frac{P_{H1} \cdot P_{H2}}{P_{H1} + P_{H2}}}, \quad (13.2)$$

де P_{H1} , P_{H2} – сумарні потужності навантаження (для режиму максимальних навантажень) з кожної із сторін перетину, який розглядається, МВт.

Коефіцієнт K , $\sqrt{\text{МВт}}$ становить:

- 1,5 – за ручного регулювання перетоку потужності в перетині;
- 0,75 – за автоматичного регулювання та обмеження перетоку потужності в перетині.

Значення коефіцієнта запасу з напруги K_U у вузлах навантаження визначають

за формулою:

$$K_U = (U - U_{кр}) / U_{кр}, \quad (13.3)$$

де U – напруга вузла в режимі, який розглядається, кВ;

$U_{кр}$ – критична напруга в цьому самому вузлі, яка відповідає межі, нижче якої має місце порушення стійкості навантаження, кВ.

Значення критичної напруги $U_{кр}$ у вузлах навантаження напругою 110 кВ і вище, як правило, слід приймати $0,7 U_{ном}$.

Мінімальний коефіцієнт запасу з активної потужності приймається $K_p = 0,2$, з напруги – $K_U = 0,15$.

13.11. Розрахунки струмів трифазних та однофазних коротких замикань виконують відповідно до документу «Временные указания по учету токов КЗ при разработке схем развития энергосистем» для повної схеми мережі 110(150)-330-750 кВ (як і розрахунки усталених режимів) - при всіх включених лініях, трансформаторах і генераторах. На підставі результатів розрахунків розробляють рекомендації щодо приведення у відповідність струмів короткого замикання комутаційного обладнання електричних мереж.

Розрахунки струмів КЗ виконуються з метою:

- перевірки відповідності апаратури в РУ діючих об'єктів до розрахункових рівнів струмів КЗ і планування обсягу модернізації та заміна обладнання;
- розробки оптимальних рішень по розвитку схеми електричних мереж і набору схем приєднання електростанцій;
- виявлення вимог до комутаційної апаратури та іншого обладнання для подальших стадій проектування енергетичних об'єктів, а також для оцінки необхідності виробництва нового обладнання;
- розробки засобів по обмеженню струмів КЗ.

В розрахунках визначається періодична складова струмів КЗ для схеми, що рекомендується, у вузлах мереж тих напруг, розвиток яких розглядається в даній роботі. Крім того, слід виконувати перевірку вимикачів по відносному вмісту аперіодичної складової та розрахунки характеристик перехідної відновленої

напруги, що передбачено документом «Временные указания по учету токов КЗ при разработке схем развития энергосистем».

Рівень струмів КЗ електростанцій та підстанцій не повинен, як правило, перевищувати:

- на шинах 110 кВ - 40 кА - у розподільних електричних мережах;
- на шинах 110 кВ – 50 кА на підстанціях магістральних електричних мереж 220 – 330 кВ;
- для ВРУ 330 кВ електростанцій та ПС 750 кВ – 50 кА.

Заступник директора Департаменту

Б.В. Соркін

(довідковий)
ВИЗНАЧЕННЯ ТЕРМІНІВ “НОВЕ БУДІВНИЦТВО”, “ТЕХНІЧНЕ ПЕРЕОСНАЩЕННЯ” І
“РЕКОНСТРУКЦІЯ” ДЛЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ОБ’ЄКТІВ

Таблиця А.1

Зміст роботи	Нове будів-ництво	Технічне переосна-щення	Рекон-стру-кція
А.1.1 Електростанції			
Будівництво другої та наступних черг, передбачених проектом, до вводу в дію всіх потужностей на повний розвиток електростанції	+	-	-
Будівництво додаткових потужностей (блоків) на території існуючої електростанції (або на прилеглому майданчику)	+	-	-
Заміна фізично зношеного або морально застарілого основного енергетичного обладнання та встановлення нового, що відповідає сучасному технічному рівню.	-	+	-
Переведення електростанції на інший вид палива, непередбачений проектом	-	-	+
Переведення конденсаційних електростанцій або окремих турбін в теплофікаційний режим роботи	-	-	+
Збільшення потужності і виробітку електроенергії ГЕС за рахунок нарощування висоти греблі або інших конструктивних заходів	-	-	+
Збільшення потужності і виробітку електроенергії ВЕС за рахунок заміни частини застарілих вітроустановок на нові більшої одиничної потужності, більшою висотою вежі або іншими конструктивними удосконаленнями	-	-	+
Збільшення потужності і виробітку електроенергії СЕС за рахунок заміни частини застарілих фотоелектричних елементів на більш сучасні, з більшим ККД або іншими конструктивними удосконаленнями	-	-	+
А.1.2 Підстанції			
Установка додаткового трансформатора	+ ¹	-	+
Розвиток РУ для додаткових приєднань, в т.ч. з переходом на нову схему електричних з’єднань	-	-	+
Заміна трансформаторів на більш потужні	-	-	+
Переведення ПС на більш високу номінальну напругу	+	-	+ ¹
Заміна фізично або морально застарілого обладнання	-	+	-
Установка джерел реактивної потужності	-	-	+
Телемеханізація і автоматизація	-	+	-
А.1.3. Лінії електропередавання			
Будівництво нової ПЛ (ділянки ПЛ) такої саме або більшої пропускної здатності замість ліквідованої (по тій самій трасі)	-	-	+
Переведення ПЛ на більш високу номінальну напругу	+	-	+ ¹
Підвищення другого ланцюга або додаткових проводів у фазі на існуючих опорах ПЛ	+	-	+ ¹
Заміна дефектних проводів або тросів на ділянках ПЛ, що перевищують 15 % загальної довжини	-	-	+ ²
Заміна дефектних опор на нові на ділянках ПЛ, що перевищують 15 % загальної довжини.	-	-	+ ²

¹ У випадках, коли це не передбачено первісним проектом на будівництво даного об’єкту

² Менш ніж 15 % - капітальний ремонт.