

**НОРМАТИВНИЙ ДОКУМЕНТ МІНЕНЕРГОВУГІЛЛЯ УКРАЇНИ**  
**ПРАВИЛА**

---

**ВИКОНАННЯ СХЕМ ПЕРСПЕКТИВНОГО  
РОЗВИТКУ ОЕС УКРАЇНИ, ОКРЕМИХ  
ЕНЕРГОВУЗЛІВ ТА ЕНЕРГОРАЙОНІВ**  
**ПРАВИЛА**

**СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-103:2014**

**Київ**  
**Міністерство енергетики та вугільної промисловості України**  
**Державне підприємство**  
**«Національна енергетична компанія «Укренерго»**  
**2014**

## ПЕРЕДМОВА

- 1 ЗАМОВЛЕНО: Державне підприємство «Національна енергетична компанія «Укренерго» (ДП «НЕК «Укренерго»)
- 2 РОЗРОБЛЕНО: Відокремлений підрозділ «Науково-технічний центр електроенергетики державного підприємства «Національна енергетична компанія «Укренерго» (ВП НТЦЕ ДП «НЕК«Укренерго»)
- 3 РОЗРОБНИКИ: Я.Бовкун, О.Бовкун, М.Керніцький, А.Квицинський, Т.Кравченко, К.Литвиненко, В.Молчанов, В.Редін, Л.Тарасенко, Т.Шаповалова
- 4 ВНЕСЕНО: Відділ нормативно-технологічного забезпечення роботи електричних мереж та станцій Департаменту з питань функціонування та реформування електроенергетичного сектора Міністерства Енергетики України, Л. Власенко
- 5 ЗАТВЕРДЖЕНО  
ТА НАДАНО  
ЧИННОСТІ: Наказ Міністерства Енергетики України від 13 листопада 2014 р. № 806
- 6 УВЕДЕНО  
ВПЕРШЕ
- 7 ТЕРМІН  
ПЕРЕВІРКИ: 2019 рік

---

Право власності на цей документ належить Міністерству Енергетики України.

Відтворювати, тиражувати і розповсюджувати його повністю чи частково на будь-яких носіях інформації без офіційного дозволу ДП «НЕК «Укренерго» не дозволяється.

© ДП «НЕК «Укренерго», 2014



МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ ТА  
ВУГІЛЬНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ

НАКАЗ

« 13 » 11. 2014

м. Київ

№ 806

Про затвердження Правил  
виконання Схем перспективного  
розвитку ОЕС України, окремих  
енерговузлів та енергорайонів

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 «Виконання Схем перспективного розвитку ОЕС України, окремих енерговузлів та енергорайонів. Правила» (далі — Правила), що додається.
2. Правила набирають чинності через 90 днів з дати підписання цього наказу.
3. Об'єднанню енергетичних підприємств «Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики» внести Правила до єдиного реєстру нормативних документів Міненерговугілля в установленому порядку.
4. Державному підприємству «Національна енергетична компанія «Укренерго» забезпечити видання і надходження належної кількості примірників Правил державним підприємствам, що належать до сфери управління Міненерговугілля, та господарським товариствам, щодо яких Міненерговугілля здійснює управління корпоративними правами держави, відповідно до замовлень.
5. Контроль за виконанням цього наказу покласти на заступника Міністра Улиду В.Ю.

Міністр



Ю. Продан

## ЗМІСТ

1	Сфера застосування.....	1
2	Нормативні посилання.....	1
3	Терміни та визначення понять.....	3
4	Позначки та скорочення.....	6
5	Загальні положення.....	7
6	Класифікація Схем перспективного розвитку енергетичних систем та електричних мереж.....	8
7	Періодичність розроблення, коригування та уточнення Схем перспективного розвитку.....	9
8	Вимоги щодо змісту Схем перспективного розвитку.....	10
9	Порядок виконання Схем перспективного розвитку.....	12
9.1	Схема перспективного розвитку Об'єднаної енергосистеми України .....	12
9.2	Схеми перспективного розвитку регіональних електроенергетичних систем.....	19
9.3	Схеми перспективного розвитку розподільних електричних мереж напругою 35–110 (150) кВ електропередавальних організацій.....	22
9.4	Схеми перспективного розвитку енергорайонів/ енерговузлів.....	32
9.5	Розроблення планів розвитку енергогенеруючих компаній і схем видачі потужності електростанцій.....	34
10	Вихідні дані для розроблення Схем перспективного розвитку. Зміст, порядок збирання, аналіз, прогнозування та застосування даних. Необхідність створення і порядок використання єдиної інформаційної бази для розроблення та коригування Схем перспективного розвитку.....	37

Додаток А Послідовність розроблення Схем і складання планів перспективного розвитку енергосистем та електричних мереж.....	43
Додаток Б Технічне завдання на виконання Схем перспективного розвитку. Зміст, порядок розроблення та затвердження.....	44
Додаток В Структура пояснювальної записки Схем перспективного розвитку.....	47
Додаток Г Основні вимоги до оформлення графічних матеріалів Схем перспективного розвитку енергетичних систем та електричних мереж.....	53
Додаток Д Визначення прогнозу попиту на електроенергію.	59
Додаток Е Визначення прогнозу споживання електроенергії для електропередавальної організації.....	61
Додаток Ж Основні техніко-економічні показники електричних мереж електропередавальної організації.....	63
Додаток И Бібліографія.....	66

## ВСТУП

Нормативний документ «Виконання Схем перспективного розвитку ОЕС України, окремих енерговузлів та енергорайонів. Правила» (далі – Правила) розроблено у зв'язку з необхідністю впровадження системного підходу до розроблення Схем перспективного розвитку та реалізації заходів з розвитку магістральних, міждержавних і розподільних електричних мереж, підготовки технічних завдань на розроблення проектної документації, яка супроводжує їх реалізацію.

Ці Правила визначають вимоги щодо виконання Схем перспективного розвитку Об'єднаної енергетичної системи України, окремих енерговузлів та енергорайонів з урахуванням приєднання нових споживачів та електростанцій, нового будівництва, реконструкції і технічного переоснащення електричних мереж; технічних і організаційних критеріїв для планування нового будівництва і реконструкції об'єктів електроенергетики.

Правила відповідають потребам енергетичної галузі, враховують вимоги чинних національних стандартів і нормативно-правових актів.

## **ЗАТВЕРДЖЕНО**

Наказ Міністерства енергетики  
та вугільної промисловості України  
від 13 листопада 2014 р. № 806

**СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-103:2014**

# **НОРМАТИВНИЙ ДОКУМЕНТ МІНЕНЕРГОВУГІЛЛЯ УКРАЇНИ ПРАВИЛА**

---

## **ВИКОНАННЯ СХЕМ ПЕРСПЕКТИВНОГО РОЗВИТКУ ОЕС УКРАЇНИ, ОКРЕМИХ ЕНЕРГОВУЗЛІВ ТА ЕНЕРГОРАЙОНІВ ПРАВИЛА**

---

Чинний від 2015-09-02

### **1 СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ**

**1.1** Ці Правила визначають порядок розроблення і затвердження Схем перспективного розвитку Об'єднаної енергетичної системи України, окремих енерговузлів та енергорайонів.

**1.2** Положення цих Правил поширюються на державні підприємства, установи, організації та об'єднання, які належать до сфери управління Міненерговугілля України, і господарські товариства, щодо яких Міненерговугілля України здійснює управління корпоративними правами держави.

### **2 НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ**

У цих Правилах є посилання на такі нормативні документи:

Указ Президента України «Про пріоритетні завдання у сфері містобудування» від 13.05.97 №422/97

Постанова КМУ «Про розроблення проекту Генеральної схеми планування території України» від 19.09.97 №1044

Закон України «Про електроенергетику»

Закон України «Про регулювання містобудівної діяльності»

Закон України «Про альтернативні джерела енергії»

Закон України «Про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії (когенерацію) та використання скидного енергопотенціалу»

Закон України «Про засади функціонування ринку електричної енергії України»

Закон України «Про Генеральну схему планування території України»

ДСТУ Б А.2.4-2-95 (ГОСТ 21.204-93) СПДБ. Умовні графічні позначення і зображення елементів генеральних планів та споруд транспорту

ДСТУ Б А.2.4-4:2009 СПДБ. Основні вимоги до проектної та робочої документації

ДСТУ Б А.2.4-6-95 (ГОСТ 21.508-93) Правила використання робочої документації генеральних планів підприємств, споруд та житлово-цивільних об'єктів

ДСТУ EN 50160:2010 Характеристики напруги електроживлення, постачаної розподільчими мережами загальної призначеності

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

ДСТУ 3440-96 Системи енергетичні. Терміни та визначення

ГОСТ 2.004-88 Общие требования к выполнению конструкторских и технологических документов на печатающих и графических устройствах вывода ЭВМ (Загальні вимоги до виконання конструкторських та технологічних документів на друкувальних та графічних пристроях виведення ЕОМ)

ГОСТ 2.301-68 ЕСКД. Форматы (Формати)

ГОСТ 2.303-68 ЕСКД. Линии (Лінії)

ГОСТ 2.304-81 ЕСКД. Шрифты чертежные (Шрифти креслярські)

ГОСТ 2.316-68 ЕСКД. Правила нанесения на чертежах надписей, технических требований и таблиц (Правила нанесення на кресленнях написів, технічних вимог та таблиць)

ГОСТ 721-77 Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии (Системи електропостачання, мережі, джерела, перетворювачі та приймачі електричної енергії)

ГОСТ 29322-92 Стандартные напряжения (Стандартні напруги)

Стандарт ІЕС 60038:2009 Стандартні напруги

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

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

СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44:2011 Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ

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

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

Правила взаємовідносин між державним підприємством «Національна енергетична компанія «Укренерго» та суб'єктами (об'єктами) електроенергетики в умовах паралельної роботи в складі Об'єднаної енергосистеми України\*

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

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

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

Глава 4.2 ПУЕ: 2008 Розподільчі установки і підстанції напругою понад 1 кВ

### **3 ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ**

У цих Правилах використано терміни та визначення понять, які встановлено в Законі України «Про електроенергетику»: електроенергетика, електропередавальна організація, енергогенеруючі компанії, об'єднана енергетична система України,

\* На розгляді.

об'єкт електроенергетики, споживачі енергії, суб'єкт електроенергетики, магістральна електрична мережа, міждержавна електрична мережа, черга будівництва електричної станції; у Законі України «Про засади функціонування ринку електричної енергії України»: системний оператор; у Законі України «Про регулювання містобудівної діяльності»: Генеральна схема планування території України, генеральний план населеного пункту, інженерно-транспортна інфраструктура, схеми планування території на регіональному рівні; у ДСТУ 3429: електропередавання, лінія електропередавання, підстанція (електрична), міжсистемний зв'язок, розподільча установка, системотвірна електрична мережа; у ДСТУ 3440: баланс електроенергії енергосистеми, баланс потужності енергосистеми, динамічна стійкість енергосистеми, максимум навантаження, міжсистемний перетік, мінімум навантаження енергосистеми, навантаження енергосистеми, надійність роботи енергосистеми, нормальний режим роботи енергосистеми, статична стійкість енергосистеми; у ДБН А.2.2-3: нове будівництво, реконструкція, технічне переоснащення; у СОУ-Н МЕН 40.1.00100227-68: перетин (в електричній мережі); у СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101: електрична мережа, електростанція гарантованої потужності, електростанція негарантованої потужності, енергетична система (енергосистема), розвиток енергетичних систем та електричних мереж, розподільна електрична мережа, післяаварійний режим роботи мереж, центр живлення

Нижче подано терміни, додатково використані в цих Правилах, та визначення позначених ними понять:

### **3.1 довгострокова перспектива**

Період функціонування та розвитку енергетики, який перевищує 10 років

### **3.2 споживачі значної електричної потужності**

Споживачі, які приєднано до мереж 110 (150) кВ або які мають встановлену потужність, що дорівнює або є більшою ніж 5 МВт, та/або такі, для яких існують особливі вимоги щодо надійності електропостачання

### **3.3 енергорайон/енерговузол**

Сукупність об'єктів енергосистеми, які розташовано на частині території її зони діяльності з режимом роботи, що вимагає

особливої уваги під час експлуатації та виконання проектних робіт з розвитку цих об'єктів

### **3.4 Схема перспективного розвитку електроенергетичної системи/електричної мережі**

Вид проектної документації, в якій визначено основні заходи з нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення електроенергетичної системи/електричних мереж на встановлену перспективу, що забезпечують її/їх надійне та стале функціонування та електропостачання споживачів електроенергією нормованої якості, а також визначено необхідні витрати для виконання цих заходів

### **3.5 Схема видачі потужності електростанції (Схема зовнішнього електропостачання споживачів)**

Вид проектної документації, в якій шляхом техніко-економічного обґрунтування визначено обсяги будівництва об'єктів електричних мереж від точки приєднання до електроустановок замовника, а також обсяги нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення мереж електропередавальної організації від точки забезпечення потужності до точки приєднання, пов'язані з приєднанням або збільшенням потужності електроустановок замовника

### **3.6 Підприємство, яке здійснює передавання електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами**

Підприємство, яке отримало ліцензію на здійснення передавання електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами

### **3.7 регіональна електроенергетична система**

Підрозділ підприємства, яке здійснює передавання електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами і який діє на підставі Положення, затвердженого директором підприємства, та виконує експлуатацію магістральних і міждержавних електричних мереж на території підпорядкованих йому регіонів (областей) України. Централізоване оперативно-технологічне управління об'єктами енергетики на зазначеній території Системний оператор здійснює через відповідну відособлену структурну одиницю з диспетчерсько-технологічного управління

## 4 ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

У цих Правилах застосовано такі скорочення:

- АЛАР – автоматика ліквідації асинхронного режиму;
- АРС – автоматика розвантаження станції;
- АСОЕ – автоматизована система обліку електроенергії;
- АСКТП – автоматизована система керування технологічними процесами;
- АТ – автотрансформатор;
- АЧД – автоматика частотна ділильна;
- ВВП – валовий внутрішній продукт;
- ВДЕ – відновлювальні джерела енергії;
- ВЕС – вітрова електрична станція;
- ЕЕС – електроенергетична система;
- КЗ – коротке замикання;
- КЛ – кабельна лінія електропередавання;
- КП – компенсуючий пристрій;
- ЛЕП – лінія електропередавання;
- МЕМ – магістральні електричні мережі;
- ОЕС України – Об’єднана енергетична система України;
- ПА – протиаварійна автоматика;
- ПЗ – пояснювальна записка;
- ПЛ – повітряна лінія електропередавання;
- ПС – підстанція;
- РЕМ – розподільні електричні мережі;
- РЗ – релейний захист;
- РУ – розподільча установка;
- САВН – спеціальна автоматика вимкнення навантаження;
- СЕС – сонячна електрична станція;
- СМІР – системний моніторинг перехідних режимів;
- ТЕО – техніко-економічне обґрунтування;
- ТЕС – теплова електрична станція;
- ТЕЦ – теплова електрична централь;
- ТЗ – технічне завдання;
- ТМ – телемеханіка;
- ТУ – технічні умови;

ЦЖ – центр живлення;  
УПП – укрупнені питомі показники;  
ШАПВ – швидкодіюче автоматичне повторне вмикання.

## **5 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ**

**5.1** Ці Правила визначають порядок розроблення та затвердження Схем перспективного розвитку енергетичних систем та електричних мереж (далі – Схеми перспективного розвитку).

**5.2** Метою розроблення Схем перспективного розвитку є прийняття технічних рішень, які забезпечують на встановлену перспективу попит споживачів на електричну енергію належної якості та потужність.

**5.3** Основними завданнями розроблення Схем перспективного розвитку є:

- забезпечення надійного функціонування Об'єднаної енергосистеми України (ОЕС України);

- забезпечення балансу між виробництвом і споживанням у ОЕС України та окремих енерговузлах, у тому числі запобігання виникненню дефіциту виробництва електричної енергії та потужності і запобігання обмеженню завантаження електростанцій через недостатню пропускну спроможність електричних мереж;

- узгоджене планування реконструкції, технічного переоснащення та нового будівництва – введення в експлуатацію, а також виведення з експлуатації об'єктів електроенергетики;

- забезпечення координації планів з модернізації існуючих і впровадження нових засобів протиаварійної автоматики (ПА) на об'єктах ОЕС України;

- забезпечення надійного та ефективного електропостачання споживачів електроенергії.

**5.4** Розроблення Схем перспективного розвитку треба виконувати з дотриманням таких принципів:

- розгляд єдиного технологічного процесу виробництва, передавання, розподілу та споживання електричної енергії з урахуванням надійності електропостачання споживачів за умови дотримання вимог чинного законодавства про електроенергетику та чинних нормативних документів з цих питань;

- техніко-економічне обґрунтування (ТЕО) запропонованих рішень для забезпечення оптимального розвитку електричних станцій, електричних мереж, засобів їх експлуатації та керування;

- використання новітніх технологій і обладнання під час нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення об'єктів електроенергетики;

- публічність і відкритість для суспільства державних стратегій і рішень суб'єктів електроенергетики щодо розвитку енергетичних систем та електричних мереж.

**5.5** Схеми перспективного розвитку розробляють на підставі планів перспективного розвитку як механізмів їх реалізації.

## **6 КЛАСИФІКАЦІЯ СХЕМ ПЕРСПЕКТИВНОГО РОЗВИТКУ ЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ ТА ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ**

**6.1** За своїм функціональним призначенням Схеми перспективного розвитку поділяються на Схеми перспективного розвитку енергетичних систем, Схеми перспективного розвитку електричних мереж і Схеми перспективного розвитку енергорайонів (у тому числі міст і промвузлів).

**6.2** До Схем перспективного розвитку енергетичних систем відносяться:

- Схема перспективного розвитку ОЕС України;
- Схеми перспективного розвитку регіональних електроенергетичних систем (ЕЕС).

**6.3** До Схем перспективного розвитку електричних мереж відносяться Схеми перспективного розвитку розподільних електричних мереж (РЕМ) електропередавальних організацій.

**6.4** До Схем перспективного розвитку енергорайонів відносяться:

- Схеми видачі потужності окремих електростанцій в електричні мережі в разі введення нових потужностей або їх реконструкції чи модернізації;
- Схеми перспективного розвитку окремих міст і промвузлів.

В окремих випадках, з метою визначення умов електропостачання окремих енергорайонів або окремих споживачів

значної електричної потужності, Схему перспективного розвитку відповідної регіональної ЕЕС або Схему перспективного розвитку РЕМ електропередавальних організацій можна коригувати.

**6.5** Плани розвитку енергогенеруючих компаній є самостійними роботами, результати яких треба враховувати під час виконання Схем перспективного розвитку ЕЕС, Схем видачі потужності окремих електростанцій і Схем перспективного розвитку РЕМ електропередавальних організацій.

## **7 ПЕРІОДИЧНІСТЬ РОЗРОБЛЕННЯ, КОРИГУВАННЯ ТА УТОЧНЕННЯ СХЕМ ПЕРСПЕКТИВНОГО РОЗВИТКУ**

**7.1** Схеми перспективного розвитку розробляють у такій послідовності:

- Схеми перспективного розвитку РЕМ електропередавальних організацій;
- Схеми перспективного розвитку регіональних ЕЕС;
- Схема перспективного розвитку ОЕС України.

Схеми перспективного розвитку енергорайонів/енерговузлів (у тому числі міст і промвузлів), Схеми видачі потужності окремих електростанцій, а також Схеми зовнішнього електропостачання окремих споживачів розробляють як самостійні роботи і використовують під час розроблення Схем тих суб'єктів електроенергетики, на роботу яких вони мають вплив.

Послідовність розроблення Схем і складання планів перспективного розвитку енергосистем та електричних мереж наведено в додатку А цих Правил.

**7.2** Тривалість перспективного періоду, який розглядають під час виконання Схем перспективного розвитку енергетичних систем та електричних мереж, а також терміни перегляду Схем

**7.2.1** Схему перспективного розвитку ОЕС України розробляють кожні 10 років на перспективу 10 років з моменту розроблення з детальним опрацюванням по кожному року на період до п'яти років. Термін перегляду Схеми становить один раз на п'ять – сім років.

**7.2.2** Схеми перспективного розвитку регіональних ЕЕС розробляють кожні 10 років на перспективу 10 років з моменту

розроблення з детальним опрацюванням перших п'яти років. Кориguють Схеми розвитку регіональних ЕЕС періодично один раз на три – п'ять років.

**7.2.3** Схеми перспективного розвитку РЕМ електропередавальних організацій розробляють кожні 10 років з моменту розроблення з детальним опрацюванням перших п'яти років. Кориguють та уточнюють Схеми розвитку РЕМ у разі зміни очікуваного навантаження (енерговузла, перетину тощо) більш ніж на 5%, а також у разі очікуваного включення електростанцій потужністю понад 25 МВт, але не рідше, ніж один раз на два – три роки.

**7.2.4** Схеми перспективного розвитку енергорайонів/енерговузлів (у тому числі міст і промвузлів) розробляють за необхідності детального опрацювання розвитку електричних мереж зазначеного енергорайону/енерговузла на перспективу п'ять років з подальшим урахуванням розроблених схем у Схемах перспективного розвитку РЕМ та, за необхідності, у Схемі розвитку регіональної ЕЕС.

**7.2.5** Схеми видачі потужності окремих електростанцій у електричні мережі розробляють на момент введення потужностей зазначених електростанцій у повному обсязі з урахуванням перспективи розвитку енергорайону/енерговузла, в якому розташовано електростанцію, на наступні п'ять років.

**7.2.6** Схеми зовнішнього електропостачання споживачів значної електричної потужності розробляють відповідно до термінів спорудження та освоєння потужностей тих об'єктів (споживачів), з якими пов'язане виконання цих робіт.

**7.3** Графік виконання Схем перспективного розвитку регіональних ЕЕС Системний оператор визначає самостійно.

## **8 ВИМОГИ ЩОДО ЗМІСТУ СХЕМ ПЕРСПЕКТИВНОГО РОЗВИТКУ**

**8.1** Схеми перспективного розвитку мають складатися з трьох частин:

- вихідні дані;
- пояснювальна записка (ПЗ);
- графічні та табличні матеріали.

**8.2** Зміст ПЗ, склад графічних і табличних матеріалів залежить від функціонального призначення Схеми перспективного розвитку, що визначено розділом 6 цих Правил.

**8.3** Схеми перспективного розвитку розробляють на підставі технічного завдання (ТЗ) замовника та вихідних даних, перелік яких наведено в розділі 10. Зміст, порядок розроблення та затвердження ТЗ на виконання Схем перспективного розвитку енергетичних систем і електричних мереж наведено в додатку Б цих Правил.

**8.4** У Схемах перспективного розвитку, враховуючи діючі схеми розподільчих установок (РУ) електростанцій і ПС та прогнозовані баланси потужності та енергії (для Схем перспективного розвитку – згідно з 6.2 цих Правил), які складено з очікуваних на відповідний період прогнозованих рівнів споживання електричної енергії та рівнів навантажень електростанцій:

- виконують аналіз надійності живлення споживачів і режимів роботи основної системотвірної мережі;
- розробляють рекомендації із забезпечення параметрів режимів у межах допустимих значень;
- надають пропозиції щодо нового будівництва та реконструкції об'єктів магістральної та міждержавної електричних мереж (для Схем перспективного розвитку – згідно з 6.2 цих Правил) або для РЕМ (для Схем перспективного розвитку – згідно з 6.3 цих Правил), а також пропозиції щодо їх ранжирування за часом введення в експлуатацію;
- визначають технічні вимоги до електрообладнання;
- розробляють рекомендації з модернізації існуючих і впровадження нових засобів ПА;
- за укрупненими показниками визначають обсяги капіталовкладень у розвиток електричної мережі.

**8.5** ПЗ Схеми перспективного розвитку має містити:

- підставу для розроблення Схеми перспективного розвитку, мету та завдання Схеми;
- загальну характеристику території електропостачання;
- аналіз існуючого стану енергетики в межах розглянутої території;
- характеристику балансу електричної енергії та потужності за останні п'ять років;
- аналіз існуючого стану електричних мереж та електрообладнання суб'єктів електроенергетики із зазначенням елементів електричної мережі, які обмежують пропускну спроможність мереж;

- перспективні електричні навантаження і обсяги споживання електроенергії;

- розгляд можливих варіантів, вибір та обґрунтування прийнятих рішень щодо нового будівництва, реконструкції і технічного переоснащення об'єктів електричних мереж;

- перелік об'єктів і обсяги капітальних вкладень у нове будівництво, реконструкцію і технічне переоснащення;

- остаточні положення та висновки.

Склад ПЗ Схем перспективного розвитку наведено в додатку В цих Правил.

**8.6** Графічні та табличні матеріали Схем перспективного розвитку є самостійними документами; їх представляють як у вигляді «твердих» (паперових носіїв), так і в електронному вигляді.

Карти-схеми електричних мереж і центрів живлення (ЦЖ) виконують у позначеннях, наведених у додатку Г цих Правил, з урахуванням позначень, наведених у ТЗ на розроблення Схеми перспективного розвитку.

Основні вимоги до оформлення графічних матеріалів Схем перспективного розвитку наведено в додатку Г цих Правил.

Графічні та табличні матеріали, які створюють у процесі розроблення Схеми, повинні відповідати вимогам до оформлення таких нормативних документів: ДСТУ Б А.2.4-2, ДСТУ Б А.2.4-4, ДСТУ Б А.2.4-6, ГОСТ 2.004.

**8.7** Розробник Схеми перспективного розвитку несе відповідальність за рішення, прийняті в роботі.

**8.8** ПЗ, графічні та табличні матеріали Схеми перспективного розвитку згідно з ДБН А.2.2-3 передають замовнику на паперовому (у визначеній в ТЗ кількості примірників) та електронному носіях.

Матеріали вихідних даних замовнику не видають, а зберігають їх в архіві організації - розробника Схеми.

## **9 ПОРЯДОК ВИКОНАННЯ СХЕМ ПЕРСПЕКТИВНОГО РОЗВИТКУ**

### **9.1 Схема перспективного розвитку Об'єднаної енергосистеми України**

**9.1.1** Схему перспективного розвитку ОЕС України (далі – Схема ОЕС України) розробляють з урахуванням Програм розвитку електричних мереж напругою 35 – 150 кВ

енергопостачальних компаній з метою надійного та економічного функціонування ОЕС України і забезпечення нормативної якості енергопостачання споживачів.

Схема ОЕС України, виходячи з вимог до надійності і економічності її роботи та з урахуванням новітніх досягнень науки і техніки, має визначати:

- напрями розвитку мережі 220 – 750 кВ та транзитної мережі 110 (150) кВ ОЕС України;
- обсяги реконструкції і технічного переоснащення діючих об'єктів магістральної та міждержавної електричної мережі;
- напрями технічного переоснащення засобів захисту і керування режимами роботи енергосистеми;
- заходи з підвищення надійності електропостачання споживачів з урахуванням схем РУ діючих електростанцій та ПС;
- пропозиції щодо модернізації існуючих і впровадження нових засобів ПА.

**9.1.2** Схему ОЕС України розробляють на замовлення Системного оператора або підприємства, яке здійснює передавання електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами.

**9.1.3** Схему ОЕС України затверджує Системний оператор і погоджує центральний орган виконавчої влади, який формує та забезпечує реалізацію державної політики у електроенергетичному комплексі.

**9.1.4** Під час виконання Схеми перспективного розвитку ОЕС України враховують:

- заходи, які зазначено в Указі Президента України «Про пріоритетні завдання у сфері містобудування» від 13.05.1997р. №422/97 і постанові Кабінету Міністрів України «Про розроблення проекту Генеральної схеми планування території України» від 18.09.1997р. №1044 і затверджено Законом України «Про Генеральну схему планування території України» від 07.02.2002 р. №3059-III.
- вимоги Енергетичної стратегії України [5] (у частині електроенергетики);
- плани розвитку енергогенеруючих компаній із введення в експлуатацію та виведення з експлуатації генеруючого обладнання на визначену перспективу, установлену потужність якого передбачено 9.1.5 (переліки в), г) цих Правил;

- дані про функціонування ОЕС України в період, який передуює розробленню Схеми;
- інформацію про плани міждержавного співробітництва у сфері експорту (імпорту) електричної енергії;
- статистичну інформацію про фактичні баланси виробництва та споживання електроенергії по ОЕС України і по регіональних ЕЕС;
- вимоги до надійного та безпечного функціонування енергетичної системи, установлені відповідно до законодавства України та чинних нормативних документів з цих питань;
- технічні напрями розвитку ОЕС України згідно з «Побудовою та експлуатацією електричних мереж. Технічна політика» [6]\*;
- результати СМПР;
- результати оцінювання існуючої якості електричної енергії у споживачів та інформацію щодо впливу на якість електричної енергії обладнання споживачів значної електричної потужності (за наявності такої інформації);
- ТЕО та науково-дослідні роботи, які характеризують вплив технічного прогресу на тенденцію зміни і рівень застосування електроенергії в різних галузях економіки країни.

#### **9.1.5** Схема перспективного розвитку ОЕС України містить:

- а) довгостроковий прогноз попиту на електричну енергію та потужність (далі – довгостроковий прогноз попиту), який розробляють на основі прогнозу соціально – економічного розвитку на довгострокову перспективу; статистичних даних про фактичне споживання електричної енергії; прогнозу мінімальних і максимальних обсягів споживання потужності, а також на основі даних про приєднання або від’єднання, наданих споживачами електричної енергії, приєднана потужність яких перевищує 20 МВт. Довгостроковий прогноз попиту визначає прогнози споживання електричної енергії та потужності на 10–15 років по регіональних ЕЕС з урахуванням різних сценаріїв попиту на електричну енергію та потужність;
- б) опис перспективних балансів потужності та електричної енергії з наданням структури генеруючих потужностей усіх типів електростанцій і прогнозу імпорту (експорту) потужності;

---

\* На розгляді.

в) дані про заплановану реконструкцію, модернізацію, розвиток, будівництво та введення в експлуатацію, а також виведення з експлуатації електростанцій усіх типів (крім вітрових (ВЕС) і сонячних (СЕС) електростанцій), установлена потужність яких перевищує 70 МВт, а також дані для ВЕС та СЕС, установлена потужність яких перевищує 25 МВт;

г) інформацію про існуючі та заплановані до будівництва ЛЕП та ПС напругою 220 кВ та вище, міждержавні лінії електропередавання всіх класів напруги, а також ЛЕП 110 кВ і вище, які забезпечують видачу потужності існуючих і запланованих до будівництва електростанцій, установлена потужність яких перевищує 25 МВт; у тому числі інформацію про довжину ЛЕП та трансформаторну потужність ПС;

д) заходи із забезпечення надійного та безпечного функціонування ОЕС України відповідно до вітчизняного законодавства та чинних нормативних документів;

е) основні вимоги та рекомендації щодо підвищення пропускної спроможності міжсистемних і міждержавних зв'язків. Рекомендації щодо забезпечення режимів паралельної роботи ОЕС України з суміжними енергооб'єднаннями (СЕС Росії, ОЕС Білорусії, ЕС Молдови, ENTSO-E);

ж) технічні заходи із забезпечення допустимих параметрів роботи мережі (завантаження елементів мережі, рівні напруги). Визначення необхідної кількості пристроїв компенсації реактивної потужності, обґрунтування розташування нових і модернізації існуючих засобів компенсації реактивної потужності з урахуванням введення в експлуатацію електростанцій, які працюють на відновлювальних джерелах енергії (ВДЕ);

з) оцінювання існуючої ПА на об'єктах ОЕС України, її необхідність і достатність; рекомендації щодо модернізації існуючих та впровадження нових засобів ПА;

к) технічний та економічний моніторинг Схеми розвитку ОЕС України, а саме: аналіз показників роботи ОЕС України за період, який пройшов після останнього проекту Схеми розвитку ОЕС України, з урахуванням її уточнень, якщо вони мали місце.

**9.1.6** Схему ОЕС України використовують для підготовки Системним оператором та підприємством, яке здійснює

передавання електричної енергії магістральними і міждержавними електричними мережами:

- Програми розвитку магістральних і міждержавних електричних мереж і інвестиційних програм нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення електричних мереж;

- розкриття і деталізації положень Енергетичної стратегії України [5];

- ТЗ на проектування нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення об'єктів електричних мереж;

- ТЗ на проектування заходів із запобігання обмеженням пропускної здатності електричних мереж;

- ТЗ на проектування автоматизованих систем керування мережами;

- ТЗ на проектування АСКТП;

- заходів із організації експлуатації РЕМ;

- заходів із зниження втрат електричної енергії;

- ТЗ на проектування засобів компенсації реактивної потужності.

**9.1.7** Під час планування розвитку ОЕС України Системний оператор готує план розвитку ОЕС України на наступні десять років, у якому, зокрема, передбачає:

- обґрунтовані прогнозовані обсяги попиту на електричну енергію, обсяги міждержавних перетоків електричної енергії, обсяги необхідної встановленої потужності електростанцій з урахуванням розбивки за типами генеруючих потужностей, видами палива (джерелами енергії, у тому числі альтернативними джерелами енергії та регіонами їх розташування), які використовують у технологічному процесі, і терміни введення генеруючих потужностей в експлуатацію, а також виведення їх з експлуатації;

- об'єкти магістральних (міждержавних) електричних мереж, які мають бути збудовані та/або реконструйовані, терміни їх будівництва;

- оцінку потреб в інвестиціях у розвиток генеруючих потужностей і магістральних (міждержавних) електричних мереж на наступні три роки та пропозиції щодо джерел фінансування.

**9.1.8** Положення Схеми ОЕС України треба враховувати під час розроблення програм розвитку промислового виробництва,

а також під час розроблення суб'єктами електроенергетики інвестиційних програм.

**9.1.9** Обґрунтування прийнятих у Схемі ОЕС України рішень виконують відповідно до рекомендацій СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101.

**9.1.10** Для визначення загальної характеристики території електропостачання використовують статистичні дані центральних органів виконавчої влади в галузі економічного і соціального розвитку та паливно-енергетичного комплексу.

**9.1.11** Аналіз існуючого стану енергетики виконують на підставі звітних даних Системного оператора та підприємства, яке здійснює експлуатацію та розвиток магістральних і міждержавних електричних мереж, а саме:

- обсягів виробництва, споживання електроенергії та потужності з моменту попереднього розроблення Схеми ОЕС України (звітний період) в цілому по об'єднанню та окремих ЕЕС; електричних навантажень і факторів, які на них впливають; аналізу структури електроспоживання та її змін за звітний період; аналізу режимів електроспоживання (добових графіків ОЕС України);

- характеристики генеруючих потужностей, їх структури, завантаження, режимів роботи, регулювання графіків навантаження, фізичного стану, наявності маневреної потужності;

- балансів потужності та електроенергії за звітний період; визначення факторів, які впливають на недовикористання потужності; можливого значення експорту потужності.

**9.1.12** Для визначення рівня балансової надійності роботи ОЕС України виконують аналіз таких показників її роботи, як:

- побудову системотвірної мережі з використанням наявних класів напруги;

- аналіз схем видачі потужності електростанцій та їх відповідність нормативним вимогам, наявні обмеження видачі потужності електростанцій, аналіз пропускної здатності зв'язків електростанцій з енергосистемою, надійність схем комутації (побудови) РУ електростанцій та режими їх роботи;

- аналіз режимів роботи основної системотвірної мережі 220 – 750 кВ в умовах максимальних і мінімальних навантажень для літнього та зимового періодів року, у тому числі денного зниження навантаження і стану транзитної мережі 110 (150) кВ;

– аналіз забезпечення допустимих рівнів напруги в системотвірній мережі.

**9.1.13** Існуючий стан MEM напругою 220 – 750 кВ визначають на підставі звітних даних Системного оператора та підприємства, яке здійснює експлуатацію MEM і міждержавних електричних мереж, а саме:

– характеристики існуючих електричних мереж напругою 220 – 750 кВ, у тому числі об'єктів, які відпрацювали нормативний термін експлуатації, і об'єктів, які перебувають у аварійному стані;

– відповідності комутаційного обладнання та апаратури струмам короткого замикання (КЗ);

– відповідності схем розподільчих установок (РУ) нормативним вимогам.

На основі аналізу існуючого стану оцінюють працездатність об'єктів системотвірної мережі та визначають попередні обсяги реконструкції електричних мереж напругою 220 – 750 кВ для забезпечення надійного електропостачання споживачів на перспективу, яку розглядають у роботі.

**9.1.14** Основні напрями розвитку ОЕС України на перспективний період визначають з метою обґрунтування рішень щодо покращення структури генеруючих потужностей, підвищення надійності, економічності, маневреності електростанцій. У Схемі ОЕС обґрунтовують і визначають:

– прогноз попиту на електроенергію;

– пропозиції щодо нового будівництва та реконструкції існуючих електричних мереж 220 – 750 кВ для забезпечення нормативних умов видачі потужності існуючих і нових електростанцій (енергоблоків);

– баланси потужності та енергії з урахуванням перспективних обсягів експорту/імпорту;

– режими роботи електростанцій і потребу в нових маневрових потужностях.

**9.1.15** Прогноз попиту на електроенергію визначають за допомогою розрахунку потреби в енергії на основі аналізу укрупнених питомих показників (УПП) споживання електроенергії в поєднанні з аналізом впливу основних факторів, що визначають динаміку УПП і формують попит.

За неможливості отримання необхідних вихідних даних для використання методу на базі УПП як версифікаційний можна використовувати економетричний метод.

Методи визначення прогнозу попиту на електроенергію наведено в додатку Д цих Правил.

**9.1.16** У графічній частині Схеми ОЕС України надають такі матеріали:

- карти-схеми існуючих мереж 220 кВ і вище ОЕС України на поточний рік і перспективу;

- схеми первинних електричних з'єднань об'єктів 220 кВ і вище окремих ЕЕС;

- баланси потужності ОЕС на перспективний період для варіантів, які розглядають, і баланси потужності окремих ЕЕС для базового варіанту;

- покриття характерних добових графіків навантаження ОЕС України на перспективні періоди по варіантах;

- схеми потокорозподілу та рівнів напруги в МЕМ окремих ЕЕС для варіантів, які розглядають.

## **9.2 Схеми перспективного розвитку регіональних електроенергетичних систем**

**9.2.1** Схема перспективного розвитку регіональної ЕЕС (далі – Схема ЕЕС) є складовою частиною Схеми перспективного розвитку ОЕС України, яку розробляють з метою детального опрацювання основних напрямів її розвитку та забезпечення надійного функціонування.

Схема перспективного розвитку ЕЕС є технічним і економічним обґрунтуванням будівництва, технічного переоснащення та реконструкції ЛЕП та ПС 220 кВ і вище, а також генеруючих потужностей на території ЕЕС.

У Схемі ЕЕС визначають напрями розвитку МЕМ, направлених на забезпечення надійного електропостачання РЕМ електропередавальних організацій, окремих енерговузлів та окремих споживачів значної електричної потужності.

**9.2.2** Схему ЕЕС розробляють на замовлення Системного оператора або підприємства, яке здійснює передавання електричної енергії МЕМ та міждержавними електричними мережами.

**9.2.3** Схему ЕЕС затверджує Системний оператор.

#### 9.2.4 Під час розроблення Схеми ЕЕС враховують:

- заходи, зазначені в схемах планування території областей в межах дії ЕЕС, які розроблено на замовлення відповідних обласних Рад згідно із Законом України «Про регулювання містобудівної діяльності» і затверджено замовниками цих схем;

- пропозиції суб'єктів підприємницької діяльності, об'єкти електроенергетики яких підключено до ОЕС України, про плановані заходи та проекти розвитку своїх об'єктів, а також дані про їх функціонування в період, який передуює розробленню Схеми;

- пропозиції відповідних місцевих органів виконавчої влади про перелік об'єктів електроенергетики та їх розміщення на визначеній території;

- інформацію, надану відповідними місцевими органами виконавчої влади, про плановані інвестиційні проекти, у тому числі про перелік об'єктів, спорудження яких передбачається здійснювати на визначеній території, про їх приєднану потужність, строки введення в експлуатацію та місця розташування;

- інформацію про споживання електричної енергії та потужності споживачами електричної енергії, приєднана потужність яких перевищує 5 МВт та електроприймачі яких впливають на електроенергетичний режим роботи енергосистеми, а також прогноз щодо перспектив розвитку цих споживачів;

- результати технічного та економічного моніторингу Схеми розвитку регіональної ЕЕС, а саме: аналіз показників роботи системи за період, який пройшов після останнього проекту Схеми її розвитку з урахуванням уточнень, якщо вони мали місце;

- ТЕО та науково-дослідні роботи, які характеризують вплив технічного прогресу на тенденцію зміни і рівень застосування електроенергії на території дії регіональної ЕЕС;

- діючі Схеми РЕМ.

#### 9.2.5 Схема ЕЕС містить:

- а) прогноз попиту на електричну енергію та потужність на відповідну перспективу, який розробляють на основі такої інформації:

- 1) статистичні дані про фактичне споживання електричної енергії в регіональній ЕЕС;

- 2) прогноз мінімальних і максимальних обсягів споживання потужності;

3) дані про заявки на приєднання та від'єднання, надані споживачами електричної енергії, приєднана потужність яких перевищує 5 МВт;

4) інформація, підтверджена органами виконавчої влади про інвестиційні проекти, реалізацію яких планують на території областей, в яких функціонує ЕЕС;

б) перелік перспективних проектів і тих, які реалізуються на даний час з розвитку МЕМ і РЕМ з урахуванням вимог забезпечення регулювання (компенсації) реактивної потужності;

в) визначення перспективних балансів потужності та електричної енергії в межах регіональної ЕЕС;

г) дані про існуючі, заплановані для будівництва і виведення з експлуатації електростанції, установлена потужність яких перевищує 10 МВт, а також ЛЕП і ПС напругою 220 кВ і вище та транзитні ЛЕП 110 (150) кВ електропередавальних організацій, які здійснюють передавання електроенергії місцевими (локальними) електричними мережами;

д) прогноз щодо необхідності реконструкції діючих електростанцій на перспективний період, який розглядають;

е) результати аналізу максимальних і мінімальних режимів роботи системотвірної мережі (завантаження ПЛ і АТ, рівні напруги) з урахуванням транзитних мереж 110 (150) кВ і рекомендації із забезпечення параметрів режимів у межах допустимих значень;

ж) пропозиції з реконструкції, технічного переоснащення, розвитку та ранжирування за часом введення основних об'єктів 220 кВ і вище;

и) оцінювання існуючої ПА на об'єктах регіональної ЕЕС, її необхідність і достатність;

к) рекомендації щодо модернізації існуючих і впровадження нових засобів ПА;

л) перелік «вузьких місць» – елементів, які обмежують пропускну здатність і надійність роботи системотвірної мережі та факторів, які це викликають, у межах регіональної ЕЕС та рекомендації щодо їх усунення;

м) оцінювання відповідності параметрів комутаційного обладнання розрахунковим рівням струмів КЗ, у тому числі оцінювання нормативної швидкості відновлення напруги на контактах вимикачів;

н) оцінювання інвестицій у нове будівництво, реконструкцію та технічне переоснащення електричних мереж ЕЕС по періодах для варіантів, які розглядають;

п) оцінювання стану та достатності засобів компенсації реактивної потужності; обґрунтовані рекомендації з установаження нових засобів компенсації реактивної потужності.

### **9.3 Схеми перспективного розвитку розподільних електричних мереж напругою 35–110 (150) кВ електропередавальних організацій**

**9.3.1** Схеми перспективного розвитку РЕМ напругою 35–110 (150) кВ електропередавальних організацій (далі – Схеми РЕМ) розробляють з метою обґрунтування оптимальних напрямів розвитку РЕМ цих організацій для забезпечення гарантованого електропостачання споживачів електроенергією відповідної якості.

У Схемах РЕМ формують основні технічні вимоги щодо нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення об'єктів РЕМ, а саме: ПЛ, КЛ та ПС напругою 35 і 110 (150) кВ.

**9.3.2** Схему РЕМ розробляють на замовлення електропередавальної організації, яка здійснює передавання електроенергії місцевими (локальними) електричними мережами.

**9.3.3** Схему РЕМ затверджує електропередавальна організація, яка здійснює передавання електроенергії місцевими (локальними) електричними мережами.

Схему РЕМ, згідно з Правилами взаємовідносин між державним підприємством «Національна енергетична компанія «Укренерго» та суб'єктами (об'єктами) електроенергетики в умовах паралельної роботи в складі ОЕС України, затвердженими наказом Міністерства палива та енергетики України 02.06.2008 р. №303, погоджує регіональний підрозділ Системного оператора.

Схему РЕМ у частині узгодження планів дій щодо розвитку регіону погоджує відповідний місцевий орган виконавчої влади.

**9.3.4** Схема РЕМ має бути спільною для всіх власників мереж, які розміщено на даній території, або такі Схеми мають узгоджуватися між собою.

**9.3.5** Схему РЕМ розробляють на підставі:

– звітних показників роботи на початковий рік і планів перспективного розвитку електропередавальної організації;

– результатів технічного аудиту та діагностики технічного стану об'єктів електричних мереж електропередавальної організації;

– заходів, зазначених у схемах планування території областей у межах дії електропередавальної організації, розроблених на замовлення відповідних обласних Рад згідно із Законом України «Про регулювання містобудівної діяльності» і затверджених замовниками цих схем;

– перспективних планів соціально-економічного розвитку, затверджених місцевими органами самоврядування (у тому числі перспективних планів розвитку інженерно-транспортної інфраструктури, промислового та цивільного будівництва на території дії електропередавальної організації, прогнозів зміни чисельності населення та умов його проживання);

– перспективних показників споживання електричної енергії структурними групами споживачів, а саме: промисловість, будівництво, сільгоспспоживачі, транспорт, комунально-побутові споживачі, населення;

– перспективних електричних навантажень споживачів значної електричної потужності;

– ТЕО і науково-дослідних робіт, які характеризують вплив технічного прогресу на тенденцію зміни і рівень застосування електроенергії на території ліцензованої діяльності електропередавальної організації;

– даних щодо можливого розміщення нетрадиційних і відновлювальних джерел енергії;

– експлуатаційних показників надійності функціонування об'єктів електричних мереж;

– пропозицій центрального органу виконавчої влади, який реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики;

– достовірних відомостей про об'єкти електричних мереж, які споруджують, або які передбачено для спорудження на території ліцензованої діяльності електропередавальної організації, а саме: робочі проекти ПС із вищою напругою 35 і 110 (150) кВ і ЛЕП 35–110 (150) кВ, схеми зовнішнього електропостачання окремих споживачів у складі окремих проектів або ТЕО, схеми

видачі потужності електростанцій (у тому числі тих, які працюють на ВДЕ), установлена потужність яких перевищує 150 кВт;

- аналізу аварійних ситуацій, які відбулися в конкретному енергорайоні (енерговузлі), та оцінювання стійкості обладнання в разі виникнення аварійного режиму роботи мережі;

- оцінювання впливу електростанцій споживачів за різних режимів генерації на якість електроенергії в прилеглий мережі електропередавальної організації;

- оцінювання відповідності (у мережі конкретного енергорайону/енерговузла) показників якості електроенергії нормативним вимогам.

На підставі вищезазначених пунктів і з урахуванням типових вимог електропередавальна організація розробляє ТЗ на розроблення Схеми РЕМ.

#### **9.3.6 У Схемі РЕМ обґрунтовують і визначають:**

- перспективні електричні навантаження;

- напрями та технічні рішення щодо підвищення пропускної здатності мережі;

- принципи, технічні та схемні рішення щодо підвищення керованості, надійності функціонування, ефективності та безпечної експлуатації РЕМ електропередавальної організації;

- технічні параметри об'єктів електричних мереж, які передбачено в планах нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення, у тому числі розміщення передбачених для будівництва ЛЕП та ПС;

- етапи нового будівництва, реконструкції та черговість їх виконання для конкретних об'єктів;

- доцільність переведення діючих і передбачених для будівництва мереж на вищий клас напруги;

- перспективні рівні напруги, струмів КЗ, доцільність компенсації реактивної потужності тощо (на основі електричних розрахунків мереж 35 та 110 (150) кВ).

**9.3.7** Вихідна інформація про передбачені до будівництва об'єкти електричних мереж та об'єкти споживачів значної електричної потужності, як правило, не є кінцевою і має уточнюватися під час розроблення та реалізації Схеми РЕМ. Прийняті у Схемі РЕМ рішення підлягають уточненню та періодичному коригуванню відповідно до 7.2 цих Правил.

**9.3.8** Схему РЕМ призначено для використання та обґрунтування під час підготовки електропередавальною організацією:

- п'ятирічних програм розвитку мереж і річних інвестиційних програм нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення електричних мереж по етапах перспективного періоду;

- технічних умов (ТУ) на приєднання до РЕМ електропередавальної організації електроустановок споживачів;

- технічних завдань на проектування об'єктів електричних мереж, які підлягають новому будівництву, реконструкції та технічному переоснащенню;

- схем автоматизації і керування мережами;

- заходів щодо застосування автоматизованих систем обліку електричної енергії (АСОЕ);

- заходів щодо організації експлуатації РЕМ;

- заходів щодо зниження втрат електричної енергії в мережах;

- заходів щодо підвищення надійності електропостачання споживачів.

**9.3.9** У Схемі РЕМ під час реконструкції РЕМ треба використовувати обладнання та апаратуру нового покоління.

**9.3.10** Обґрунтування рішень, прийнятих у Схемі РЕМ, виконують шляхом техніко-економічного співставлення варіантів розвитку РЕМ у цілому або по окремих енерговузлах. Економічну ефективність капітальних вкладень у розвиток електричних мереж для розглянутих варіантів визначають згідно з ГКД 340.000.001, ГКД 340.000.002. Рекомендовано приймати варіант з меншим обсягом капітальних вкладень у його реалізацію за умови, що технічні рішення прийнятого варіанту задовольняють вимогам щодо струму, напруги, пропускної здатності, механічної міцності елементів мереж тощо.

**9.3.11** Основні техніко-економічні показники РЕМ електропередавальної організації наводять у розділі «Вступ».

Зразок форми техніко-економічних показників РЕМ електропередавальної організації наведено в додатку Ж цих Правил.

**9.3.12** Для визначення загальної характеристики території електропостачання використовують статистичні дані органів місцевого самоврядування, а саме: площа, чисельність населення,

адміністративний поділ, основні напрями господарської діяльності тощо.

**9.3.13** Існуючий стан електропостачання споживачів та об'єктів електричних мереж визначають на підставі звітних даних електропередавальної організації, а саме:

- обсягів споживання електроенергії (структурними групами споживачів – див. 9.3.5 цих Правил) за минулі п'ять років, аналізу причин зменшення (збільшення) рівня електроспоживання;
- резерву трансформаторної потужності ЦЖ (ПС 220–330 кВ, електростанції, які видають потужність у РЕМ напругою 35–110 (150) кВ), завантаження та режимів роботи ЦЖ;
- обсягів генерації активної та реактивної енергії та потужності споживачами;
- характеристики об'єктів електричних мереж (ЛЕП, ПС), у тому числі об'єктів, які відпрацювали нормативний термін експлуатації, та об'єктів, які перебувають в аварійному стані;
- характеристики об'єктів, які перебувають на балансі інших організацій і відомств;
- показників надійності електропостачання споживачів (кількість і питома вага двотрансформаторних ПС 35 і 110 (150) кВ; кількість і питома вага ПС 35 і 110 (150) кВ з двостороннім живленням; оснащеність ПС 35 і 110 (150) кВ пристроями телесигналізації і керування);
- кількості ПС 35 і 110 (150) кВ з трансформаторами, які мають пристрої регулювання напруги під навантаженням;
- результатів аналізу технологічних порушень електропостачання та осередків їх найбільшої кількості;
- рівнів компенсації реактивної потужності в електричних мережах напругою 35 і 110 (150) кВ;
- відповідності схеми електропостачання вимогам категорійності окремих груп споживачів;
- рівнів втрат електроенергії в електричних мережах напругою 35 і 110 (150) кВ і аналізу причин, які впливають на їх величину.

**9.3.14** Основні напрями розвитку РЕМ електропередавальної організації на перспективний період складаються з:

- прогнозування рівнів електроспоживання та електричних навантажень;

- визначення необхідності розвитку ЦЖ, у тому числі електростанцій, які видають потужність у розподільну мережу 35–110 (150) кВ, а також обґрунтування необхідності спорудження нових ЦЖ або збільшення потужності існуючих для покриття прогнозованого зростання навантаження;

- розроблення рекомендацій з реконструкції та технічного переоснащення електричних мереж на перспективний період;

- проведення аналізу режимів роботи електричних мереж;

- проведення аналізу розрахунків втрат потужності в мережах і визначення заходів щодо нормалізації рівнів напруги в них;

- проведення аналізу розрахунків струмів КЗ;

- проведення аналізу розрахунків втрат електричної енергії в мережі та визначення заходів щодо їх зменшення;

- розроблення рекомендацій з розвитку ПА, РЗ, телемеханіки (ТМ), обліку та зв'язку, засобів вимірювальної техніки для контролю якості електричної енергії.

**9.3.15** Прогноз рівнів електроспоживання визначають для структурних груп споживачів статистичним методом (додаток Е цих Правил) з додатковим урахуванням факторів, які можуть впливати в перспективі на збільшення чи зменшення електроспоживання.

Для можливості прогнозування на перспективний період виконують аналіз звітних показників споживання електричної енергії.

Ретроспективний відносний річний приріст споживання електричної енергії визначають окремо для населення та виробництва (усі споживачі, крім населення) за умови забезпечення обов'язкового мінімального гарантованого приросту споживання енергії для населення – 1,0 %, для промисловості, будівництва, транспорту, сільського та комунально-побутового господарства – 0,5 %, якщо не передбачено інше. Отримані результати коригують відповідно до обсягів електричної енергії, зазначених у виданих ТУ на приєднання до електричних мереж з урахуванням відсотка реалізації ТУ.

**9.3.16** Прогнозовані навантаження в електричних мережах визначають на основі щорічного споживання електричної енергії та типових графіків навантаження з урахуванням навантажень, визначених за результатами проведення вимірювань у години

максимального навантаження ОЕС України. Визначене за таким методом навантаження коригують шляхом збільшення на величину навантаження, зазначену у виданих ТУ на приєднання, і шляхом зменшення на величину навантаження, зазначену в договорах на користування електричною енергією, які анулюються. Розрахункові електричні навантаження ЦЖ визначають на кінець перспективного періоду.

**9.3.17** Існуючі електричні мережі напругою 35 і 110 (150) кВ перевіряють на навантаження у відповідній перспективі.

За результатами розрахунків визначають вимоги до реконструкції діючих і будівництва нових об'єктів електричних мереж з урахуванням вимог до надійності електропостачання споживачів і обирають технічні та економічні параметри об'єктів нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення електричних мереж (переріз проводів, потужність силових трансформаторів тощо). Можливі варіанти електропостачання споживачів визначають на основі ТЕО.

**9.3.18** Технічні напрями розвитку мереж напругою 35 і 110 (150) кВ на перспективний період приймають згідно з нормативним документом «Побудова та експлуатація електричних мереж. Технічна політика»\*.

**9.3.19** Доцільність будівництва і вибір напруги запланованих до будівництва ПС має бути виконано на підставі проведення техніко-економічного порівняння варіантів розвитку.

Для діючих ПС з вищою напругою 35 і 110 (150) кВ, для яких навантаження трансформаторів у перспективний період може перевищувати допустимі значення, у Схемі РЕМ надають пропозиції щодо реконструкції – заміни трансформаторів на трансформатори більшої потужності або встановлення додаткового трансформатора.

Схеми комутації трансформаторів на ПС 35 і 110 (150) кВ, запланованих до будівництва та реконструкції в перспективний період, необхідно приймати згідно з вимогами СОУ-Н ЕЕ.20.178 та глави 4.2 ПУЕ, з урахуванням вимог до їх взаєморезервування за відповідної категорійності споживачів, на кінець перспективного періоду.

---

\* На розгляді.

За наявності конкретних проектів, виконаних за останні три роки, потужність трансформаторів ПС 35 і 110 (150) кВ приймають відповідно до робочої документації.

**9.3.20** У разі вирішення питань, пов'язаних з розвитком РЕМ, у Схемі РЕМ необхідно розглядати можливість використання ЦЖ, розташованих на території сусідніх електропередавальних організацій. У Схемі РЕМ також має бути наведено перелік і завантажувальні характеристики всіх ЦЖ, які використовують для електропостачання даної території.

**9.3.21** Технічні рішення, прийняті в Схемі РЕМ, треба приймати з урахуванням кліматичних умов для території, яка розглядається, відповідно до глави 2.5 ПУЕ.

**9.3.22** Розрахунки режимів роботи електричних мереж виконують відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101.

**9.3.23** Для розрахунків режимів роботи електричних мереж використовують відповідний еквівалент електричної мережі, наданий Системним оператором або його регіональним підрозділом.

В електричних розрахунках визначають рівні напруги на шинах 10 (6), 35 і 110 (150) кВ на всіх ПС з вищою напругою 35 і 110 (150) кВ виходячи з того, що номінальна напруга мережі відповідає ГОСТ 721, ГОСТ 29322, а допустимі відхилення напруги згідно з ДСТУ EN 50160, ГОСТ 29322 та стандартом ІЕС 60038 не повинні перевищувати  $\pm 10\%$  від номінального або погодженого значення напруги.

Вимоги до номінальної, найменшої та найбільшої напруг на шинах 10 (6), 35, 110 (150) кВ ПС зазначено в таблиці 1.

**Таблиця 1** – Номінальна, найменша та найбільша напруги

Класифікація	Номінальна напруга, кВ	Найменша напруга, кВ	Найбільша напруга, кВ
Висока напруга	150	135	165
	110	99	121
	35	31,5	38,5
Середня напруга	10	9	11
	6	5,4	6,6

**9.3.24** Реактивну складову максимальних навантажень під час розрахунків приймають на основі аналізу звітних і проектних даних, а за їх відсутності – не вище наступних значень коефіцієнта реактивної потужності ( $\operatorname{tg} \varphi$ ): шини ПС 35 кВ – 0,5, шини ПС 110 (150) кВ – 0,55.

**9.3.25** Якщо вимоги до напруги, наведені вище для окремих ПС 35 і 110 (150) кВ, не виконуються, то передбачають заходи щодо їх утримання в діючих межах, у першу чергу за рахунок варіанту додаткового установлення компенсуючого пристрою (КП) на шинах 6–10 кВ ПС 35 і 110 (150) кВ, від яких безпосередньо живляться споживачі значної електричної потужності, або на шинах ВЕС та СЕС, а також інші варіанти підвищення пропускної спроможності мереж напругою 35 і 110 (150) кВ, включаючи зміну схеми мережі.

**9.3.26** Електричні розрахунки мереж напругою 35 і 110 (150) кВ на кінець перспективного періоду виконують за умови, що на всіх ПС з вищою напругою 35 і 110 (150) кВ, передбачених для нового будівництва та реконструкції, буде встановлено трансформатори з пристроями регулювання напруги під навантаженням.

**9.3.27** Результати електричних розрахунків мереж напругою 35 і 110 (150) кВ на кінець перспективного періоду для максимального і найбільш важких післяаварійних режимів подають у графічній частині Схеми РЕМ.

**9.3.28** Розрахунки струмів трифазного КЗ виконують з метою перевірки відповідності відмикаючої здатності комутаційних апаратів, установлених у діючих і передбачених для будівництва РУ.

Розрахунок струмів КЗ виконують для нормального режиму роботи мережі на кінець перспективного періоду.

Як вихідні дані для розрахунку струмів КЗ використовують значення струмів КЗ на шинах 110 (150) кВ ЦЖ, які надає Системний оператор.

Значення струмів трифазного КЗ на шинах електростанцій і ПС, як правило, не мають перевищувати таких значень:

за напруги 110 (150) кВ – 31,5 кА (40 кА – для електростанцій);

за напруги 35 кВ – 25 кА.

Більш високі значення струмів КЗ на шинах електростанцій і ПС допускаються в окремих випадках за наявності спеціальних обґрунтувань.

Результати розрахунків струмів трифазного КЗ на шинах 35 і 110 (150) кВ ПС на кінець перспективного періоду наводять в додатку до ПЗ.

**9.3.29** Розрахунки втрат електричної енергії виконують відповідно до рекомендацій СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-96.

**9.3.30** Обсяги робіт на перспективний період з нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення електричних мереж напругою 35 і 110 (150) кВ визначають прямим розрахунком з використанням карти-схеми електричних мереж на поточний рік і на перспективний період і однолінійної схеми електричних з'єднань мереж 35 і 110 (150) кВ на перспективний період.

**9.3.31** Обсяги робіт треба визначати поетапно і в такому порядку:

- заміна елементів електричних мереж, які стали непридатними або перебувають в аварійному стані;
- реконструкція і технічне переоснащення з доведенням параметрів електричних мереж до нормативних вимог щодо рівня надійності електропостачання та якості електроенергії;
- нове будівництво електричних мереж для підвищення надійності електропостачання і покриття прогнозованого попиту на електричну енергію та прогнозованих навантажень.

**9.3.32** Капітальні вкладення в нове будівництво, реконструкцію та технічне переоснащення електричних мереж напругою 35 і 110 (150) кВ визначають у цінах поточного року за питомими показниками вартості елементів електричних мереж (будівництво 1 км ЛЕП, будівництво однієї ПС тощо). Питомі показники визначають згідно із СОУ-Н МЕН 45.2-37471933-44.

**9.3.33** У графічній частині Схеми РЕМ подають такі матеріали:

- карта-схема електричних мереж напругою 35–110 (150) кВ на території ліцензованої діяльності електропередавальної організації на поточний рік;
- карта-схема електричних мереж напругою 35–110 (150) кВ на території ліцензованої діяльності електропередавальної організації на перспективний період;

– однолінійна схема електричних з'єднань мереж 35 і 110 (150) кВ на території ліцензованої діяльності електропередавальної організації на перспективний період;

– потокорозподіл потужності в мережах 35 і 110 (150) кВ за результатами електричних розрахунків у нормальних і після-аварійних режимах роботи мереж на кінець перспективного періоду.

#### **9.4 Схеми перспективного розвитку енергорайонів/енерговузлів**

**9.4.1** Схема перспективного розвитку енергорайону/енерговузла (далі – Схема енергорайону/енерговузла) є складовою частиною Схеми розвитку регіональної ЕЕС або Схеми РЕМ електропередавальної організації, на території якої розташовано енергорайон/енерговузол.

**9.4.2** Схему енергорайону/енерговузла розробляють на підставі рішення Системного оператора/електропередавальної організації про розроблення цієї Схеми відповідно до:

- а) результатів технічного аудиту об'єктів електричних мереж;
- б) вимог (передумов) для збільшення пропускної здатності електричних мереж;
- в) державних або регіональних програм соціально-економічного розвитку регіону;
- г) інвестиційних проектів або програм розвитку електричних мереж;
- д) техніко-економічного обґрунтування необхідності нового будівництва.

На підставі переліків а) – д) та з урахуванням типових вимог розробляють ТЗ на розроблення Схеми енергорайону/енерговузла.

#### **9.4.3** Схема енергорайону/енерговузла містить:

– дані про існуючі та передбачені для будівництва та виведення з експлуатації ЛЕП та ПС напругою 35 кВ і вище, розташованих в енергорайоні/енерговузлі;

– дані про існуючі і передбачені для будівництва та виведення з експлуатації електричні станції, у тому числі електростанції, які працюють на ВДЕ, установлена потужність яких перевищує 150 кВт;

– зведені дані про розвиток електричної мережі, клас напруги якої є нижчим ніж 35 кВ;

– дані про існуючі електричні навантаження споживачів, розташованих у енергорайоні/енерговузлі.

**9.4.4** У Схемі енергорайону/енерговузла обґрунтовують та визначають:

– перспективні електричні навантаження в енергорайоні/енерговузлі;

– заходи щодо розвитку ЦЖ енергорайону/ енерговузла;

– напрями та технічні рішення щодо підвищення пропускної здатності мереж енергорайону/ енерговузла;

– технічні параметри об’єктів електричних мереж, які передбачено для нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення, у тому числі розміщення передбачених для будівництва ЛЕП і ПС;

– електричні параметри мереж, від яких здійснюється електропостачання споживачів енергорайону/енерговузла (рівні напруги, струми КЗ, обсяги компенсації реактивної потужності, необхідність компенсації ємнісних струмів замикання на землю тощо);

– етапи нового будівництва, реконструкції та черговість їх виконання для конкретних об’єктів.

**9.4.5** Під час виконання Схеми енергорайону/енерговузла враховують:

– заходи, передбачені в Схемі ЕЕС і Схемі РЕМ;

– регіональні плани розвитку, затверджені місцевими органами виконавчої влади;

– дані про технічний стан електричних мереж, від яких здійснюється електропостачання споживачів енергорайону/енерговузла;

– схеми зовнішнього електропостачання окремих споживачів на території енергорайону/енерговузла;

– схеми видачі потужності електростанцій, розташованих на території енергорайону/енерговузла.

**9.4.6** Обґрунтування рішень, прийнятих у Схемі енергорайону/енерговузла, виконують шляхом техніко-економічного співставлення варіантів розвитку електричних мереж енергорайону згідно з 9.3.11 цих Правил.

**9.4.7** ПЗ Схеми енергорайону/енерговузла складається з таких розділів:

- підстава для розроблення Схеми енергорайону/енерговузла. Мета і завдання Схеми;
- загальна характеристика енергорайону/енерговузла, існуючий стан електропостачання енергорайону/енерговузла і об'єктів електричних мереж;
- електричні навантаження і обсяги споживання електроенергії електроустановками споживачів;
- вибір і обґрунтування прийнятих рішень;
- перелік об'єктів та обсяги капітальних вкладень у нове будівництво, реконструкцію і технічне переоснащення;
- висновки.

## **9.5 Розроблення планів розвитку енергогенеруючих компаній і схем видачі потужності електростанцій**

**9.5.1** Схеми видачі потужності електростанцій розробляють з метою надання суб'єктам електроенергетики (енергогенеруючим компаніям, Системному оператору, електропередавальним організаціям) можливості визначати основні положення ТУ на технічне приєднання до енергосистеми нових генеруючих потужностей у разі введення нових енергооб'єктів і реконструкції існуючих.

**9.5.2** Схему видачі потужності електростанції розробляють на замовлення інвестора із дотриманням вимог чинного законодавства, зокрема Закону України «Про альтернативні джерела енергії» № 555-IV від 20.02.2003 р. і Закону України «Про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії (когенерацію) та використання скидного енергопотенціалу» № 509-IV від 05.04.2005 р.

**9.5.3** Схему видачі потужності електростанції затверджує замовник розроблення Схеми.

Схему видачі потужності електростанції потужністю 1 МВт та вище погоджує власник електричної мережі (електропередавальна організація) та Системний оператор.

**9.5.4** У Схемі видачі потужності електростанції визначають:

- достатність пропускної здатності ЛЕП, які входять у схему видачі потужності електростанції;
- достатність пропускної здатності РУ електростанції;
- потужність трансформаторів РУ електростанції;
- перспективні баланси потужності в енергорайоні розміщення електростанції;

- режими роботи електростанції;
- напруги РУ, кількість, напрямки ЛЕП на кожному класі напруги;
- відповідність нормативним документам варіантів схеми видачі потужності електростанції для нормальної, ремонтної та післяаварійної схем мережі (завантаження елементів електричної мережі ЛЕП, АТ, трансформаторів ПС).

**9.5.5** Обґрунтування рішень, прийнятих у Схемі, виконують шляхом техніко-економічного співставлення варіантів приєднання електростанцій до електричних мереж.

**9.5.6** Схема видачі потужності електростанції містить:

- аналіз існуючої енергетичної ситуації в районі розташування електростанції;
- прогноз рівнів електроспоживання і електричних навантажень у районі розташування електростанції;
- аналіз існуючого технічного стану РЕМ і МЕМ у районі розташування електростанції з визначенням елементів, які обмежують пропускну здатність та надійність роботи мереж, і факторів, які це викликають;
- характеристики електричних мереж у районі розташування електростанції;
- варіанти схем видачі потужності електростанції;
- оцінювання впливу електростанції на пропускну спроможність перетину/перетинів району розташування електростанції. У разі необхідності збільшення пропускну спроможності вище зазначених перетинів надають пропозиції з реконструкції та нового будівництва системовірної мережі енергосистеми з ранжируванням за часом введення;
- розрахунки та аналіз потокорозподілу і рівнів напруги в РЕМ і МЕМ для всіх варіантів приєднання електростанції в нормальних, ремонтних, післяаварійних і ремонтно-аварійних схемах (завантаження ПЛ, АТ та рівні напруги) для характерних режимів роботи мережі;

– розрахунки статичної стійкості по зв'язках перетину видачі потужності станції для кожного варіанту приєднання та динамічної стійкості електростанції. Оцінювання видачі всієї наявної потужності електростанції за нормативних запасів статичної стійкості та якості електроенергії, відсутності термічного

недопустимого перевантаження обладнання в нормальній схемі мережі в разі планових або аварійних відключень будь-якої ПЛ або АТ зв'язку РУ вищої напруги на всіх етапах введення потужності;

- для електростанції негарантованої потужності, зокрема ВЕС та СЕС, – розрахунки аварійних нормативних збурень і аналіз стійкості електростанції та будь-яких компенсуючих пристроїв, які відносяться до неї, для кожного варіанту приєднання. Розрахунки виконують відповідно до СОУ-Н МЕН 40.1.001.00227-68 та інших чинних нормативних документів з цих питань для нормального та ремонтних режимів роботи мережі;

- оцінювання впливу електростанції на пропускну спроможність перетинів району розташування електростанції;

- розрахунок та оцінювання стійкості обладнання електростанції до максимального ударного струму несинхронного включення в разі виникнення аварійного режиму в ОЕС України;

- визначення втрат потужності в прилеглий мережі для кожного варіанту приєднання електростанції;

- розрахунки струмів КЗ у мережі району розташування електростанції;

- обґрунтування рекомендованого варіанту схеми видачі потужності електростанції;

- розгляд основних принципів організації релейного захисту (РЗ) та ПА, оперативно-диспетчерського зв'язку, АСКТП тощо. Визначення необхідності реконструкції існуючих пристроїв РЗ та ПА, а також введення нових пристроїв РЗ і ПА з метою забезпечення стійкості роботи електростанції в разі нормативних видів збурень у схемі мережі видачі потужності електростанції та прилеглої мережі;

- оцінювання впливу електростанції за різних режимів генерації на якість електроенергії в прилеглий мережі. Розроблення технічних заходів із забезпечення відповідності показників якості електроенергії в районі розташування електростанції нормативним вимогам;

- обґрунтування необхідності встановлення додаткових пристроїв компенсації реактивної потужності з урахуванням спроможності самих генераторів. Рекомендації щодо номінальної потужності, типу та місця встановлення. Підтвердження розрахунками режимів;

– оцінювання можливості паралельної роботи електростанції в складі ОЕС України в умовах її різко-змінного режиму з точки зору забезпечення балансу між споживанням і генерацією (у тому числі визначення необхідного обсягу гарячого резерву на електричних станціях для характерних режимів роботи) з урахуванням необхідності забезпечення умов паралельної роботи ОЕС України з енергосистемами сусідніх держав (оцінювання виконують лише для ВЕС або СЕС);

– рекомендації щодо прогнозування графіка роботи електростанції на 4, 24, 48 годин з визначенням максимального рівня похибки (лише для ВЕС або СЕС );

– обсяги капіталовкладень у реалізацію прийнятої схеми приєднання електростанції до електричних мереж.

## **10 ВИХІДНІ ДАНІ ДЛЯ РОЗРОБЛЕННЯ СХЕМ ПЕРСПЕКТИВНОГО РОЗВИТКУ. ЗМІСТ, ПОРЯДОК ЗБИРАННЯ, АНАЛІЗ, ПРОГНОЗУВАННЯ ТА ЗАСТОСУВАННЯ ДАНИХ. НЕОБХІДНІСТЬ СТВОРЕННЯ І ПОРЯДОК ВИКОРИСТАННЯ ЄДИНОЇ ІНФОРМАЦІЙНОЇ БАЗИ ДЛЯ РОЗРОБЛЕННЯ ТА КОРИГУВАННЯ СХЕМ ПЕРСПЕКТИВНОГО РОЗВИТКУ**

**10.1** Системний оператор, регіональні підрозділи Системного оператора, підприємство, яке здійснює передавання електричної енергії магістральними і міждержавними електричними мережами, електропередавальні організації збирають, зберігають, уточнюють та узагальнюють інформацію, необхідну для розроблення Схем перспективного розвитку, отриману від виробників і споживачів електричної енергії, які приєднано до відповідних електричних мереж.

**10.2** Під час розроблення Схем перспективного розвитку використовують:

– інформацію щодо обсягів споживання електричної енергії та величини електричних навантажень у зимовий і літній режимні дні за попередні п'ять років;

– статистичні дані та результати аналізу режимів роботи електричних мереж за попередні п'ять років.

**10.3** Електропередавальна організація надає розробнику Схеми інформацію щодо обсягів споживаної електроенергії та значення потужності (активної і реактивної) в цілому по підприємству та по кожній точці приєднання до електричної мережі, а саме:

- добовий графік споживання активної потужності споживачами для доби максимального та мінімального попиту в ОЕС України;

- щорічні обсяги споживання активної електричної енергії споживачами, приєднаними до електричних мереж електропередавальної організації, з розбивкою споживачів на такі групи: промисловість, будівництво, сільгоспспоживачі, транспорт, комунально-побутові споживачі, населення тощо;

- втрати електроенергії в електричній мережі підприємства за звітний рік;

- інформацію про видані споживачам ТУ на приєднання до електричних мереж підприємства з величиною приєднуваного навантаження, включаючи схемні рішення та очікувані терміни введення потужностей;

- інформацію про ТЗ на реконструкцію електричних мереж підприємства, видані підрядним організаціям за звітний період;

- дані про споживачів I та II категорій надійності електропостачання, які приєднано до мереж підприємства.

**10.4** Власники електростанцій, що працюють на ВДЕ з установленою потужністю понад 150 кВт, на запит електропередавальної організації мають надавати таку інформацію щодо видачі потужності та споживання електроенергії на власні потреби, а саме:

- точка приєднання електростанції;

- очікувані добові та сезонні графіки видачі потужності електростанції;

- максимальна робоча потужність електростанції;

- постійні та/або сезонні обмеження потужності (у кіловатах) по мережі для нормальних режимів, якщо такі є;

- споживання електроенергії на власні потреби по кожній установці, яка генерує електричну енергію, і в цілому по електростанції в разі їх роботи на номінальній потужності (у кіловатах).

**10.5** До переліку інформації, яку надає електропередавальна організація розробнику Схеми, щодо статистичних даних та результатів аналізу роботи електричних мереж за період, який передує розробленню Схеми, входять:

- карта-схема електричних мереж суб'єкта електроенергетики;

- схеми первинних електричних з'єднань об'єктів для нормального режиму роботи електричних мереж суб'єкта електроенергетики;

- перелік і фізичні параметри об'єктів електричних мереж підприємства (довжина; марка та переріз проводів (кабелів) ПЛ (КЛ); установлена потужність ПС; кількість і потужність АТ, силових трансформаторів; матеріал опор ПЛ, характеристика високовольтного обладнання; комплексів ПА, РЗ, засобів обліку, ТМ і зв'язку;

- відомості про термін перебування в експлуатації та технічний стан об'єктів електричних мереж підприємства;

- існуючі баланси потужності та енергії в максимальних і мінімальних режимах роботи мережі для літнього та зимового періодів (для Схем ОЕС України та ЕЕС – системотвірної електричної мережі 220 – 750 кВ, з урахуванням транзитних перетоків потужності в електричній мережі 110 (150) кВ);

- дані максимальних завантажень трансформаторів і АТ;

- дані про рівні струмів КЗ в мережі;

- схеми видачі потужності та режими роботи електростанцій;

- відомості щодо попередньо запланованого нового будівництва, реконструкції, технічного переоснащення об'єктів електричних мереж і стан їх виконання;

- існуючі обсяги експорту/імпорту електроенергії та величини міждержавних перетоків потужності в максимальних і мінімальних режимах (для Схеми ОЕС України).

**10.6** Перелік інформації, яку розробник Схеми отримує від замовника Схеми на підставі запитів до органів виконавчої влади:

- існуючі генеральні плани населених пунктів, областей, районів і окремих територій;

- плани розвитку регіонів, затверджені місцевими органами виконавчої влади;

- пропозиції органів виконавчої влади про перелік об'єктів електроенергетики та їх розміщення на території регіонів;
- інформація про плановані інвестиційні проекти, у тому числі про перелік об'єктів, спорудження яких передбачається здійснювати в регіоні, про їх приєднану потужність, строки введення в експлуатацію та місце їх розташування;
- статистичні дані органів виконавчої влади щодо економічного і соціального розвитку регіонів і паливно-енергетичного комплексу.

**10.7** До складу вихідних даних, необхідних для розробника Схеми видачі потужності електростанції, входять:

а) вихідні дані, які готує інвестор будівництва електростанції самостійно:

1) дані про місце розташування передбаченої для будівництва електростанції з прив'язкою до місцевості;

2) сумарна робоча потужність електростанції, запланована до будівництва, і передбачені черги введення потужності;

3) склад генеруючого обладнання та його технічні дані: номінальна потужність генераторів (сонячних модулів для СЕС і вітрових електричних установок для ВЕС) та їх параметри, тип регулювання потужності і збудження, характеристики проти-аварійного захисту обладнання від підвищення та зниження частоти і напруги та інші дані на запит розробника;

б) вихідні дані, які надає суб'єкт електроенергетики проект-ній організації:

1) карта-схема електричних мереж у районі передбаченого будівництва електростанції;

2) дані Схеми перспективного розвитку суб'єкта електро-енергетики в частині розвитку електричних мереж, прогнозо-ваних обсягів споживання електроенергії та електричних навантажень;

3) дані затвердженої інвестиційної програми суб'єкта електроенергетики в частині спорудження нових ЛЕП і ПС з датами введення об'єктів електромережевого господарства в експлуатацію;

4) нормальна схема з'єднань електричних мереж енерго-системи в районі передбаченого будівництва електростанції.

**10.8** Розробник Схеми ОЕС України використовує плани будівництва об'єктів електроенергетики, а саме: перелік, строки спорудження, місця розташування та потужність електростанцій, передбачених для будівництва (програму розвитку ядерної енергетики, галузеві програми розвитку гідроенергетики, тепло-електростанцій та електростанцій, які використовують ВДЕ).

**10.9** Для забезпечення автоматизованого збирання, накопичення та оброблення даних, необхідних для розроблення та коригування Схем перспективного розвитку, створюють єдину інформаційну базу.

**10.10** Метою створення єдиної інформаційної бази для розроблення та коригування Схем перспективного розвитку є:

- забезпечення можливості користувачам єдиної інформаційної бази оперативно отримувати достовірну інформацію, необхідну для розроблення Схем перспективного розвитку;

- забезпечення повного автоматизованого обліку відомостей, необхідних для розроблення Схем перспективного розвитку, якими володіють Системний оператор, регіональні підрозділи Системного оператора, електропередавальні організації, які здійснюють передавання електричної енергії магістральними, міждержавними і місцевими (локальними) електричними мережами;

- моніторинг виконання Схем перспективного розвитку.

**10.11** До єдиної інформаційної бази для розроблення та коригування Схем перспективного розвитку надається доступ:

- Системному оператору;

- регіональним підрозділам Системного оператора;

- підприємству, яке здійснює передавання електричної енергії МЕМ та міждержавними електричними мережами;

- електропередавальним організаціям, які здійснюють передавання електроенергії місцевими (локальними) електричними мережами;

- користувачам єдиної інформаційної бази.

**10.12** Користувачами єдиної інформаційної бази для розроблення та коригування Схем перспективного розвитку можуть бути органи виконавчої влади, державного регулювання; підприємства та організації, які мають наміри використовувати зазначену інформаційну базу для прийняття відповідних рішень, або з іншою метою, що не суперечить законодавству України, зокрема:

- центральний орган виконавчої влади, який формує та забезпечує реалізацію державної політики у електроенергетичному комплексі;

- центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики;

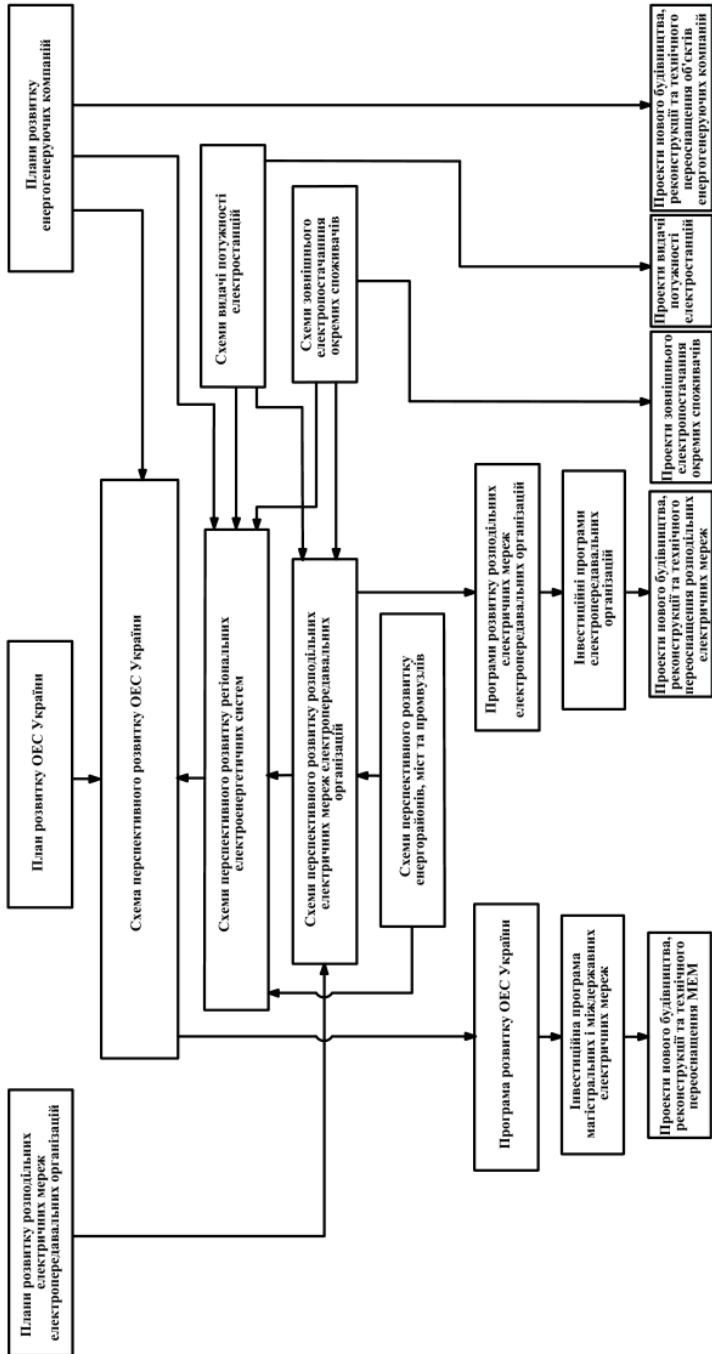
- Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики;

- розробники Схем перспективного розвитку.

**10.13** Єдину інформаційну базу для розроблення та коригування Схем перспективного розвитку формують на основі баз даних підприємств, які здійснюють передавання електричної енергії МЕМ та міждержавними і місцевими (локальними) електричними мережами; операторів електричних станцій потужністю понад 150 кВт.

**Додаток А**  
(ДОВІДКОВИЙ)

**ПОСЛІДОВНІСТЬ РОЗРОБЛЕННЯ СХЕМ І СКЛАДАННЯ ПЛАНІВ  
ПЕРСПЕКТИВНОГО РОЗВИТКУ ЕНЕРГОСИСТЕМ ТА ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ**



**Додаток Б**  
**(довідковий)**

**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ  
НА ВИКОНАННЯ СХЕМ ПЕРСПЕКТИВНОГО  
РОЗВИТКУ. ЗМІСТ, ПОРЯДОК РОЗРОБЛЕННЯ  
ТА ЗАТВЕРДЖЕННЯ**

**Б.1** ТЗ є вихідним і обов'язковим документом для виконання Схем перспективного розвитку суб'єктів електроенергетики і має містити всі вихідні дані та вимоги, необхідні для виконання роботи.

**Б.2** ТЗ на виконання Схеми перспективного розвитку розробляє суб'єкт електроенергетики.

**Б.3** ТЗ на виконання Схеми перспективного розвитку погоджує Системний оператор (для Схем ОЕС України та ЕЕС), регіональний підрозділ Системного оператора (для Схем РЕМ), розробник Схеми і, за необхідності, інші зацікавлені організації.

**Б.4** ТЗ затверджує замовник Схеми. ТЗ на виконання Схеми перспективного розвитку ОЕС України затверджує центральний орган виконавчої влади, який формує та забезпечує реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі.

**Б.5** ТЗ на виконання Схем складається, як правило, з таких розділів:

- 1) назва Схеми;
- 2) підстава для виконання Схеми;
- 3) основні завдання під час виконання Схеми:

3.1) прогноз рівнів і структури електроспоживання та електричних навантажень;

3.2) аналіз надійності живлення споживачів з урахуванням схем РУ діючих електростанцій та підстанцій;

3.3) розроблення пропозицій щодо модернізації основного та допоміжного обладнання на ТЕС (ТЕЦ) з метою залучення їх до автоматичного первинного і вторинного регулювання (для Схем ОЕС України та ЕЕС) ;

3.4) аналіз режимів роботи електричної мережі (основної системотвірної мережі для Схем ОЕС України та ЕЕС і основної

розподільної – для Схем РЕМ) в умовах максимальних, мінімальних навантажень і денного зниження навантаження для літнього та зимового періодів року (завантаження ПЛ і АТ, рівні напруги), а також розроблення рекомендацій з розглядом можливих варіантів із забезпечення параметрів режимів у межах допустимих значень (виявлення «вузьких місць», визначення необхідності і місць установлення пристроїв компенсації реактивної потужності) ;

3.5) розроблення та обґрунтування пропозицій щодо нового будівництва, реконструкції, технічного переоснащення, розвитку і ранжирування за часом введення основних об'єктів електричної мережі;

3.6) оцінювання потреби в електротехнічному обладнанні;

3.7) прогноз рівнів технологічних витрат електричної енергії;

3.8) оцінювання відповідності параметрів комутаційного обладнання розрахунковим рівням струмів КЗ;

3.9) оцінювання існуючої ПА (АЛАР, САВН, АРС, АЧД тощо), її достатності та необхідності (для Схем ОЕС України та ЕЕС) ;

3.10) розроблення напрямів розвитку ПА та режимної автоматики, РЗ, засобів обліку, ТМ і зв'язку;

3.11) оцінювання інвестицій, необхідних для розвитку та реконструкції мереж;

4) основні вимоги до Схеми:

4.1) аналіз існуючого стану енергетики та електричних мереж;

4.2) розроблення основних показників розвитку енергетики на перспективний період;

4.3) розроблення основних напрямів розвитку електричних мереж на перспективний період;

4.4) ранжирування термінів введення в експлуатацію нових об'єктів та оцінювання економічних показників щодо розвитку електричних мереж;

5) реалізація результатів виконаної роботи;

6) вимоги до оформлення роботи.

**Б.6** Склад ТЗ можна змінювати відповідно до особливостей Схем, які розробляють.

**Б.7** Процес погодження ТЗ полягає в тому, що розробник після отримання проекту ТЗ досліджує можливість його реалізації

як з технічної точки зору, так і в зазначені замовником терміни. При цьому розробник попередньо опрацьовує ТЗ і робить висновки про можливість його виконання. У процесі попереднього опрацювання розробник може зробити замовнику ряд зауважень по окремих пунктах технічних вимог або запропонувати свої формулювання цих пунктів. Якщо після прийняття відповідних уточнень і змін договірні сторони приходять до єдиної думки щодо практичного виконання вимог, зазначених у ТЗ, то погодження вважається закінченим.

**Б.8** Затвердження ТЗ відбувається після його погодження. Під час затвердження ТЗ підписують представники та керівники організацій замовника і розробника. Після підписання ТЗ стає офіційним документом, відповідно до якого виконують роботу.

**Додаток В**  
(довідковий)

**СТРУКТУРА ПОЯСНЮВАЛЬНОЇ ЗАПИСКИ  
СХЕМ ПЕРСПЕКТИВНОГО РОЗВИТКУ**

**В.1** Пояснювальна записка Схеми перспективного розвитку ОЕС України та ЕЕС складається, як правило, з таких розділів:

1) вступ (підстава для розроблення Схеми, мета та завдання Схеми);

2) аналіз існуючого стану енергетики за звітний період:

2.1) загальна характеристика (ОЕС України, ЕЕС) ;

2.2) динаміка електроспоживання та електричних навантажень за звітний період;

2.3) структура електроспоживання;

2.4) режими електроспоживання;

2.5) баланси потужності та енергії;

2.6) умови регулювання графіків навантаження (для ОЕС України);

2.7) експортні можливості (для ОЕС України);

2.8) електричні станції:

2.8.1) характеристика діючих електростанцій;

2.8.2) режими роботи діючих електростанцій;

2.8.3) умови паливозабезпечення діючих електростанцій;

2.9) висновки;

3) аналіз існуючого стану електричних мереж:

3.1) характеристика існуючих електричних мереж;

3.2) аналіз технічного стану високовольтного обладнання об'єктів системотвірної мережі;

3.3) оцінювання відповідності комутаційного обладнання розрахунковим рівням струмів КЗ і швидкості відновлювальної напруги;

3.4) оцінювання технічного стану та достатності пристроїв РЗ та комплексів ПА, засобів обліку, ТМ і зв'язку;

3.5) аналіз режимів роботи існуючої системотвірної мережі. Забезпечення параметрів режимів у межах допустимих значень;

3.6) оцінювання необхідності та визначення місць установлення ШАПВ на ПЛ мережі 110–750 кВ;

3.7) визначення обсягів реконструкції МЕМ;

4) розроблення основних показників розвитку енергетики на перспективний період:

4.1) прогноз рівнів і структури електроспоживання та електричних навантажень;

4.2) перспективні баланси потужності та енергії;

4.3) перспективні режими роботи електростанцій (для Схем ОЕС України – визначення потреби в новій маневреній потужності) ;

4.4) паливно-енергетичний баланс (для Схем ОЕС України);

4.5) інвестиції в розвиток і реконструкцію електростанцій;

5) розроблення основних напрямів розвитку електричних мереж на перспективний період:

5.1) оцінювання та надання пропозицій щодо нового будівництва і реконструкції існуючих електричних мереж 220–750 кВ для забезпечення нормативних умов видачі потужності існуючих і нових електростанцій (енергоблоків) ;

5.2) розвиток електричної мережі для забезпечення надійного електропостачання споживачів;

5.3) підвищення пропускної спроможності міжсистемних і міждержавних зв'язків. Забезпечення режимів паралельної роботи ОЕС України із суміжними енергооб'єднаннями (ЄЕС Росії, ОЕС Білорусії, ЕС Молдови, ENTSO-E) (для Схем ОЕС України);

5.4) підвищення пропускної спроможності внутрішніх і міжсистемних зв'язків енергосистеми;

5.5) пропозиції щодо схем зовнішнього електропостачання нових споживачів (потужністю до 20 МВт ) (для Схем ЕЕС);

5.6) розвиток розподільної мережі 110 (150) кВ електропередавальних організацій для підвищення надійності електропостачання та забезпечення необхідних обсягів резервування в аварійних і ремонтних режимах (для Схем ЕЕС на основі рішень, прийнятих у Схемах РЕМ);

5.7) обґрунтування запропонованих варіантів розвитку електричної мережі та аналіз режимів її роботи;

5.8) втрати потужності в мережах і заходи щодо нормалізації рівнів напруги в мережах;

5.9) перспективні струми КЗ і оцінювання відповідності відмикаючої здатності комутаційних апаратів рівням струмів

КЗ та нормативній швидкості відновлення напруги на контактах вимикачів;

5.10) перспективний експорт електроенергії (для Схем ОЕС України) ;

5.11) розроблення рекомендацій з розвитку ПА, РЗ, ТМ, обліку та зв'язку;

6) ранжирування за часом введення нових об'єктів системоствірної мережі 220 кВ і вище та реконструкції існуючих;

7) оцінювання інвестицій у нове будівництво, технічне переоснащення та реконструкцію електричних мереж по періодах для варіантів, які розглядалися;

8) висновки.

**В.2** Пояснювальна записка Схем перспективного розвитку РЕМ електропередавальних організацій, міст і промвузлів складається, як правило, з таких розділів:

1) вступ (підстава для розроблення Схеми, мета та завдання Схеми) ;

2) загальна характеристика регіону. Існуючий стан електропостачання регіону та об'єктів електричних мереж:

2.1) динаміка і структура електроспоживання за звітний період, електричні навантаження регіону;

2.2) характеристика ЦЖ (для мереж 35–110 (150) кВ – ПС 330/110 (150) кВ), а також електростанцій, які видають потужність у розподільну мережу 35–110 (150) кВ;

2.3) характеристика існуючих електричних мереж;

3) основні напрями розвитку електричних мереж електропередавальних організацій на перспективний період:

3.1) прогноз рівнів і структури електроспоживання та електричних навантажень;

3.2) розвиток ЦЖ (у тому числі електростанцій, які видають потужність у розподільну мережу 35–110(150) кВ), необхідність спорудження нових ЦЖ або збільшення потужності існуючих (ТЕО декількох варіантів) для покриття прогнозованого зростання навантаження;

3.3) нове будівництво, реконструкція та технічне переоснащення електричних мереж на перспективний період;

3.4) аналіз режимів роботи електричних мереж;

3.5) втрати потужності в мережах і заходи з нормалізації рівнів напруги в мережах;

3.6) розрахунок струмів КЗ;

3.7) розроблення рекомендацій з розвитку ПА, РЗ, ТМ, обліку та зв'язку;

4) перелік об'єктів і обсяги капіталовкладень у нове будівництво, реконструкцію та технічне переоснащення електричних мереж;

5) ефективність капітальних вкладень у розвиток електричних мереж;

6) висновки.

**В.3** Пояснювальна записка Схем зовнішнього електропостачання окремих споживачів складається, як правило, з таких розділів:

1) вступ (підстава для розроблення Схеми, мета та завдання Схеми) ;

2) характеристика регіону розміщення об'єктів споживача:

2.1) аналіз енергетичної ситуації та умов забезпечення електроенергією споживачів регіону;

2.2) визначення проектної потужності об'єктів споживача;

3) визначення можливості забезпечення проектної потужності споживача:

3.1) варіанти приєднання об'єктів споживача до електричних мереж (варіанти енергозабезпечення об'єктів споживача в разі збільшення їх потужності);

3.2) електричні розрахунки потокорозподілу в електричних мережах та аналіз режимів роботи електричних мереж;

3.3) розрахунок струмів КЗ;

3.4) заходи щодо розвитку ЦЖ регіону розміщення об'єктів споживача;

3.5) перспективи розвитку регіону;

3.6) визначення впливу навантаження споживача на якість електричної енергії у прилеглий мережі та, в разі необхідності, розроблення заходів для забезпечення якості відповідно до вимог нормативних документів;

4) визначення основних технічних і будівельних рішень щодо мереж зовнішнього електропостачання об'єктів споживача;

5) визначення вартості нового будівництва та реконструкції електричних мереж;

6) показники економічної ефективності капітальних вкладень;

7) висновки.

**В.4** Пояснювальна записка Схем видачі потужності окремих електростанцій складається, як правило, з таких розділів:

1) вступ (підстава для розроблення Схеми, мета та завдання Схеми) ;

2) енергетичні показники району розміщення електростанції:

2.1) аналіз існуючого стану енергетики в районі розміщення електростанції;

2.2) прогноз перспективних енергетичних показників району розміщення електростанції;

3) характеристика електричних мереж у районі розміщення електростанції;

4) варіанти схем видачі потужності електростанції в електричну мережу;

5) аналіз режимів роботи електричних мереж з урахуванням перспектив розвитку району розміщення електростанції:

5.1) розрахунки аварійних нормативних збурень для нормальних і ремонтних режимів роботи мережі; аналіз стійкості електростанції та компенсуючих пристроїв, які відносяться до електростанції;

5.2) аналіз усталених режимів роботи електричної мережі, оцінювання впливу електростанції на пропускну спроможність перетинів району розміщення електростанції;

5.3) розрахунок та оцінювання стійкості обладнання електростанції максимальному ударному струму несинхронного включення в разі виникнення аварійного режиму в ОЕС України;

6) визначення втрат електричної енергії в схемах приєднання електростанції;

7) оцінювання зміни втрат електричної потужності в прилеглих мережах для варіантів підключення електростанції;

8) розрахунки струмів КЗ;

9) заходи щодо забезпечення якості електроенергії за режимів генерації електростанції;

10) визначення обсягів і режиму роботи пристроїв компенсації реактивної потужності;

11) визначення рекомендованого варіанту схеми видачі потужності електростанції;

12) оцінювання можливості паралельної роботи електростанції в складі ОЕС України в умовах її різко змінного режиму роботи з точки зору забезпечення балансу між споживанням і генерацією та графіки роботи електростанції на 4, 24, 48 годин (для ВЕС та СЕС);

13) рекомендації щодо улаштування РЗ, оперативного зв'язку, автоматики керування електричними мережами та обліку електричної енергії;

14) оцінювання вартості показників варіантів схеми видачі потужності електростанції в електричну мережу;

15) висновки.

**Додаток Г**  
**(довідковий)**

**ОСНОВНІ ВИМОГИ ДО ОФОРМЛЕННЯ ГРАФІЧНИХ  
МАТЕРІАЛІВ СХЕМ ПЕРСПЕКТИВНОГО РОЗВИТКУ  
ЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ ТА ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ**

**Г.1** Графічну документацію на твердих носіях і візуалізацію електричних мереж 35–750 кВ та їх елементів (ліній, електростанцій, підстанцій тощо) виконують відповідно до вимог ДСТУ Б А.2.4-2, ДСТУ Б А.2.4-4, ДСТУ Б А.2.4-6, ГОСТ 2.004 та інших взаємопов'язаних стандартів.

**Г.2** До складу графічної документації на твердих носіях і візуалізації електричних мереж напругою 35–750 кВ входять:

- карта-схема електричних мереж напругою 35–750 кВ;
- однолінійна схема з'єднань електричних мереж напругою 35–750 кВ;
- розрахункова схема електричних мереж напругою 35–750 кВ.

**Г.3** Карти-схеми електричних мереж 220–750 кВ відображають на топографічних картах у масштабі 1:1000 000, а мереж 35–110 (150) кВ – у масштабі 1:200 000 з використанням, по можливості, географічної інформаційної системи (ГІС). Окремі вузли електричних мереж, за необхідності, допускається виконувати в масштабі, достатньому для відображення цього вузла, але з виконанням (генералізацією) карти того масштабу, в якому виконують відповідну Схему. У цьому разі відповідне місце на карті-схемі обводять суцільною замкненою тонкою лінією (як правило, у вигляді кола або овалу). Фрагменти розташовують на вільному полі Схеми або на окремому аркуші.

**Г.3.1** Карти-схеми електричних мереж міст і промвузлів виконують, як правило, на топографічних картах у масштабі 1:5000 з урахуванням вимог Г.3 цих Правил.

**Г.3.2** Карти-схеми електричних мереж окремих споживачів виконують, як правило, на генеральних планах цих об'єктів у масштабі 1:1000 з урахуванням вимог Г.3 цих Правил.

**Г.4** Умовні позначення елементів електричних мереж для зображення змісту карти-схеми в частині електричних мереж приймають згідно з Г.17 цих Правил.

**Г.4.1** Умовні позначення і текстові надписи елементів топографічної карти, яку використовують під час складання карти-схеми в частині електричних мереж, мають відповідати рекомендаціям, наведеним у документі «Умовні знаки для топографічних планів масштабів 1:5000, 1:2000, 1:1000, 1:500» [12].

**Г.4.2** Якщо топографічною основою карти-схеми є генеральний план, то умовні позначення елементів топографічної основи мають відповідати ДСТУ Б А.2.4-2.

**Г.5** На топографічній карті, на якій виконують карту-схему електричних мереж, залежно від характеру Схеми, має бути відображено межі країн, областей, районів і населених пунктів.

**Г.6** Карти-схеми електричних мереж розташовують так, щоб північна частина знаходилася зверху. Допускається відхилення орієнтації на північ у межах  $90^\circ$  вліво чи вправо. Карту-схему електричних мереж, яку розташовують на декількох аркушах, виконують з однаковою орієнтацією.

**Г.7** Навантаження, фонові та текстові елементи карти-схеми електричних мереж мають забезпечувати легке її зчитування і придатність її для безпосереднього сприйняття з твердого носія чи з екрана монітора.

**Г.8** Допускається ділити карту-схему електричних мереж на декілька частин, розміщуючи їх на окремих аркушах. У цьому разі на кожному аркуші, де показано частину карти-схеми, наводять схему цілої карти-схеми з розбивкою її на частини; зазначають номери аркушів, на яких їх розміщено, та штриховкою позначають частину, зображену на даному аркуші. Розміри аркушів для виконання креслень приймають згідно з ГОСТ 2.301 зі змінами з урахуванням основних і допоміжних форматів.

**Г.9** Кожен аркуш графічних документів повинен мати основний надпис і додаткові граfi до нього. Основні надписи виконують згідно з додатком Д до ДСТУ Б А.2.4-4.

**Г.10** Твердий носій карти-схеми електричних мереж, яку виконують за допомогою периферійних пристроїв комп'ютерів у частині, яка не суперечить Г.5–Г.9 цих Правил, має відповідати вимогам ГОСТ 2.004.

**Г.11** Товщину ліній елементів топографічної основи карти-схеми електричних мереж на твердому носіїв приймають з дотриманням вимог Г.7 цих Правил, але з дотриманням кратності не більше ніж 0,5 до товщини лінії, за допомогою якої зображують елементи електричних мереж. При цьому товщина ліній має відповідати вимогам ГОСТ 2.303, надписи – ДСТУ Б А.2.4-4 та ГОСТ 2.316, а шрифти – ГОСТ 2.304. Допускається застосовувати шрифти, які використовують у програмних продуктах комп'ютерів. Розмір шрифту, який використовують для топографічної основи, має бути на один-два номери меншим, ніж номер шрифту, який прийнято для умовних позначень елементів електричних мереж на тому самому кресленні.

**Г.12** На карту-схему наносять існуючі мережі 35–750 кВ, а також передбачені для будівництва ЛЕП із зазначенням кількості кіл у ЛЕП, довжини ділянок, марки та перерізу проводів і кабелів; місця розташування існуючих та передбачених для будівництва електростанцій, трансформаторних ПС та іншого мережевого обладнання.

**Г.13** Наносити ЛЕП на карту-схему необхідно з максимальним наближенням до дійсного їх розташування на місцевості.

**Г.14** Однолінійну схему з'єднань електричних мереж виконують для нормального режиму електропостачання на основі карти-схеми електричних мереж без нанесення елементів топографічного змісту в довільному масштабі.

**Г.14.1** На однолінійну схему з'єднань електричних мереж наносять існуючі мережі, а також передбачені ЛЕП із зазначенням довжин ділянок, марок та перерізів проводів і кабелів; існуючі та заплановані трансформаторні ПС, їх найменування (диспетчерські номери), установлену потужність трансформаторів. При цьому необхідно максимально обмежити перетин ліній, які не мають електричного з'єднання.

**Г.14.2** Комутаційні апарати на схемах електричних з'єднань зображують у нормальному режимі роботи мережі.

**Г.15** Розрахункову схему мереж із величинами розрахункових потоків потужності, струмів і рівнів напруги в мережах виконують з дотриманням вимог Г.14 цих Правил.

**Г.15.1** Напрями потоків потужності, струмів для кожного вузла мережі на схемі показують стрілками.

**Г.15.2** Величини потоків потужності записують у комплексному вигляді біля стрілки на початку зв'язку, значення струмів – у дужках після потоків потужності.




































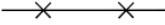
**Г.15.3** Рівні напруги на шинах ПС зазначають у центрі кіл, якими позначають ПС.


























**Г.16** Графічну документацію оформлюють і зберігають у електронних форматах, доступних для її подальшого використання.

**Г.16.1** Текстову документацію, як правило, оформлюють із використанням засобів пакета MS Office або сумісного офісного пакета. Графічну документацію, як правило, оформлюють із використанням системи автоматизованого проектування і креслення Autocad та/або векторного графічного редактора CorelDraw.

**Г.16.2** Копії примірників затверджених схем розвитку рекомендовано зберігати в електронному відсканованому вигляді у форматі, сумісному з Adobe PDF Reader.

# Г.17 Умовні позначення в Схемах електричних мереж 35–750 кВ

Найменування	Позначення елементів електричних мереж	
	існуючих	передбачених на розрахунковий період
1	2	3
Атомні електростанції		
Теплові електростанції		
Гідроелектростанції, ГАЕС		
Сонячні електростанції		
Вітрові електростанції		
Підстанція 750 кВ		
Підстанція 400-500 кВ		
Підстанція 330 кВ		
Підстанція 220 кВ		
Підстанція 110/35/10 кВ		
Підстанція 110/10 кВ		
Підстанція 35/10 кВ		
Підстанція 35/0,4 кВ		
ПЛ 750 кВ		
ПЛ 400-500 кВ		
ПЛ 330 кВ		
ПЛ 220 кВ		
ПЛ 110 кВ		
ПЛ 35 кВ		
Одноколова ЛЕП		
Двоколова ЛЕП		
ЛЕП, яка підлягає реконструкції		
ЛЕП, яка підлягає демонтажу		
Марка та переріз проводів; довжина, км	АСУ-300;30,0	АСУ-300;30,0

1	2	3
Генератор		
АТ силовий з регулюванням напруги під навантаженням		
Трансформатор силовий двообмотковий з розщепленою обмоткою		
Трансформатор триобмотковий з регулюванням напруги під навантаженням		
Трансформатор двообмотковий		
Трансформатор двообмотковий з регулюванням напруги під навантаженням		
Реактор струмообмежувальний		
Вимикач: нормально увімкнений нормально вимкнений	 	 
Відокремлювач з короткозамикачем		
Роз'єднувач: нормально увімкнений нормально вимкнений	 	 
Запобіжник		
Відгалуження від лінії в одному напрямку		
Відгалуження від лінії у двох напрямках		
Перетин ліній без відгалуження		

**Додаток Д**  
(довідковий)

**ВИЗНАЧЕННЯ ПРОГНОЗУ ПОПИТУ  
НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЮ**

**Д.1** Під час визначення попиту на електроенергію окремо визначають попит на корисну (отриману споживачами) енергію та додатково – потребу на електроенергію на власні потреби електростанцій, а також на її транспортування магістральними, міждержавними усіх класів напруги та розподільними електричними мережами.

**Д.2** Основою для визначення прогнозу попиту на електроенергію з використанням методу на основі УПП є звітні та прогнозовані дані щодо розвитку економіки країни та її секторів відповідно до Д.1 цих Правил. До цих даних належать: валовий внутрішній продукт (ВВП), товарна продукція промисловості та її основних галузей, товарна продукція сільського господарства, показники вантажообігу транспорту або обсяги його роботи як частина ВВП, показники розвитку сфери послуг у вигляді площ громадських будівель чи вартості послуг як частини ВВП, чисельність населення і його житлова забезпеченість. Динаміка всіх цінових показників має виступати в незмінних цінах (базових або поточних). З метою подальшого аналізу збирають звітний і перспективний матеріали, які характеризують випуск основних видів продукції в натуральному вигляді, а також дані про зростання забезпеченості населення основними видами побутової техніки.

Звітні дані, як правило, отримують у Держкомстаті України, прогнозовані в економічних відділах центрального органу виконавчої влади, Мінекономрозвитку України, галузевих проектних і наукових організаціях, а також у споживачів значної електричної потужності шляхом їх обстеження (анкетування).

**Д.3** Звітні дані про споживання електричної енергії відповідно до структури, наведеної в Д.1 цих Правил, отримують, як правило, у Держкомстаті України.

**Д.4** Показники споживання електричної енергії за звітний рік у цілому по країні за секторами економіки та галузями промисловості поділяють на відповідні економічні показники, показники споживання в побутовому секторі – на душу населення. У результаті за цей рік виходять показники електроємності ВВП, секторів економіки і галузей промисловості. Показники електроємності являють собою УПП.

**Д.5** Звітні показники УПП пролонгують на всі роки перспективного періоду. Далі ці стабільні показники УПП множать на відповідні щорічні прогнозовані економічні показники. У результаті формують умовний базовий прогноз споживання електричної енергії по країні.

**Д.6** Для одержання остаточного прогнозу до базового прогнозу вносять корективи, які враховують:

- вплив на УПП і споживання електроенергії внутрішніх змін у галузях господарства і промисловості;
- вплив на зниження технологічного споживання електроенергії, зменшення матеріалоємності в галузях матеріального виробництва;
- можливість і ефективність застосування в перспективі енергозберігаючих заходів;
- платоспроможність споживачів, реконструкцію і демонтаж діючих підприємств і будівництво нових, розвиток нових напрямів у сфері послуг, міграцію населення тощо.

**Д.7** Використання економетричних методів засновано на кількісному аналізі кореляційної залежності енергоспоживання та показників розвитку економіки за структурою, наведеною в Д.1 цих Правил. Для цього використовують вираз типу:

$$P_{et} = f(E_t), \quad (\text{Д.1})$$

де  $P_{et}$  – споживання енергії за рік  $t$ ;

$E_t$  – показник розвитку економіки за рік  $t$ .

**Д.8** Самостійним методом прогнозування є визначення перспективної потреби в електричній енергії і потужності виходячи з прогнозованих заявок підрозділів енергозбуту електропередавальних організацій, місцевих органів самоврядування і споживачів значної електричної потужності, виведених на оптовий ринок електроенергії і потужності.

**Додаток Е**  
(довідковий)

**ВИЗНАЧЕННЯ ПРОГНОЗУ СПОЖИВАННЯ  
ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ДЛЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАЛЬНОЇ  
ОРГАНІЗАЦІЇ**

**Е.1** Прогноз споживання електроенергії в цілому по території ліцензованої діяльності за роками на перспективний період визначають для кожної з двох груп споживачів (населення та всіх інших споживачів) окремо за формулою:

$$W(t) = W(0) \cdot (1 + w_{nn})^t, \quad (\text{Е.1})$$

де  $W(t)$  – прогноз споживання електроенергії на  $t$  рік, кВт·год/рік;

$W(0)$  – споживання електроенергії на початку перспективного періоду, кВт·год/рік;

$w_{nn}$  – перспективний відносний річний приріст споживання електроенергії, долі одиниці;

$t$  – рік визначення прогнозу.

**Е.2** Перспективний відносний річний приріст споживання електроенергії відображає відносний середньорічний приріст споживання електроенергії, який очікують у майбутньому, і визначають за формулою:

$$w_{nn} = \frac{w_{pn} + w_{\min}}{2}, \quad (\text{Е.2})$$

де  $w_{nn}$  – перспективний відносний річний приріст споживання електроенергії, долі одиниці;

$w_{\min}$  – мінімальний річний приріст гарантованого споживання електроенергії, долі одиниці;

$w_{pn}$  – ретроспективний відносний річний приріст споживання електроенергії, долі одиниці.

**Примітка.** Ретроспективний відносний річний приріст споживання електроенергії приймають таким, що дорівнює нулю, якщо він набуває від’ємного значення.

Перспективний відносний приріст, визначений за групами, не має бути меншим ніж нуль і більшим ніж подвійний мінімальний приріст споживання електроенергії (9.3.15 цих Правил), крім випадків, обумовлених у ТУ на електропостачання споживачів на час складання прогнозу.

**Е.3** Ретроспективний відносний річний приріст споживання електроенергії визначають за формулою:

$$w_{pn} = \frac{\sum_{t=T_p}^{T_O-1} \frac{W(t) - W(t-1)}{W(t-1)} \times \frac{1}{T_O - t}}{\sum_{t=T_O-1}^{T_n} \frac{1}{T_O - t}}, \quad (\text{Е.3})$$

де  $w_{pn}$  – ретроспективний відносний річний приріст споживання електроенергії, долі одиниці;

$W(t)$ ;  $W(t-1)$  – споживання електроенергії в ретроспективному періоді, поточному та попередньому роках відповідно, кВт·год;

$T_p$  – рік початку ретроспективного періоду;

$T_O$  – рік кінця ретроспективного періоду.

Глибину ретроспективи рекомендовано приймати в межах трьох – п'яти років.

**Додаток Ж**  
(довідковий)

**ОСНОВНІ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ  
ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАЛЬНОЇ  
ОРГАНІЗАЦІЇ**

**Таблиця Ж.1**

№ п/п	Найменування	Поточний (звітний) рік	Перспек- тивний період (п'ять років)	Перспек- тивний період (10 років)
1	2	3	4	5
<b>1</b>	<b>Загальні відомості</b>			
1.1	Територія, на якій проводять ліцензовану діяльність, тис.км <sup>2</sup>			
1.2	Чисельність населення, тис.осіб			
1.3	Кількість адміністративних одиниць і населених пунктів:			
1.3.1	районів			
1.3.2	населених пунктів, усього:			
	у тому числі:			
	сільських			
	міських			
1.4	Кількість споживачів (абонентів), од.			
	у тому числі:			
1.4.1	за 1 класом напруги			
1.4.2	за 2 класом напруги			
	з них населення			
<b>2</b>	<b>Споживання електроенергії та електричні навантаження</b>			
2.1	Споживання електроенергії, тис.кВт·год, усього:			
	у тому числі:			
2.1.1	населенням і житлокомунгоспом			

## Продовження таблиці Ж.1

1	2	3	4	5
2.1.2	промисловими і привієняними до них споживачами тощо			
2.2	Сума максимальних електричних навантажень на шинах 110 (150) кВ ЦЖ, тис.кВт			
<b>3</b>	<b>ЦЖ, які використовують для електропостачання споживачів, од.</b>			
<b>4</b>	<b>Довжина ПЛ, усього по колах, км</b>			
	у тому числі напругою:			
4.1	110 (150) кВ			
4.2	35 кВ			
4.3	10 кВ			
	з них: на дерев'яних опорах			
4.4	6 кВ			
	з них: на дерев'яних опорах			
4.5	0,4 кВ і нижче			
	з них:			
	на дерев'яних опорах			
	з проводом ПС, ПСО			
	з ізолюованим проводом (магістральних)			
4.6	перекидок 0,4 кВ, усього			
	у тому числі з ізолюованими проводами (кабелями)			
<b>5</b>	<b>Довжина КЛ, км</b>			
	у тому числі напругою:			
5.1	110 (150) кВ			
5.2	35 кВ			
5.3	10 кВ			
5.4	6 кВ			
5.5	0,4 кВ і нижче			

Кінець таблиці Ж.1

1	2	3	4	5
6	<b>Кількість повітряних фідерів 6–10 кВ, усього, шт.</b>			
	у тому числі довжиною з відгалуженнями:			
	до 15 км			
	від 15 до 50 км			
	понад 50 км			
7	<b>ПС 35–110 (150) кВ, які перебувають на балансі ліцензіата, і потужність силових трансформаторів на них, усього, од. /МВА</b>			
	у тому числі:			
7.1	150 кВ			
7.2	110 кВ			
7.3	35 кВ			
8	<b>ПС 35–110 (150) кВ, які перебувають на балансі інших організацій, і потужність силових трансформаторів на них, усього, од. /МВА:</b>			
8.1	150 кВ			
8.2	110 кВ			
8.3	35 кВ			
9	<b>Кількість і потужність ПС 6–10/0,4 кВ, усього, од./МВА:</b>			
9.1	відкритих:			
	однотрансформаторних			
	з них:			
	щоголових			
	двотрансформаторних			
9.2	закритих:			
	однотрансформаторних			
	двотрансформаторних			
10	<b>Кількість РП 6–10 кВ, усього, од./МВА</b>			
11	<b>Загальні капіталовкладення в розвиток електричних мереж, тис.грн.</b>			

**Додаток II**  
(довідковий)

**БІБЛІОГРАФІЯ**

1 Директива 2009/72/ЄС Європейського парламенту та Ради від 13 липня 2009 року щодо загальних правил для внутрішнього ринку електроенергії та скасування Директиви 2003/54/ЄС.

2 Регламент Європейського Парламенту та Ради Європейського Союзу № 714/2009 від 13 липня 2009 р. щодо умов доступу до мереж з метою транскордонного обміну електроенергією та про припинення дії Регламенту (ЄС) № 1228/2003.

3 Порядок ENTSO-E включення проектів третіх сторін у випуск ДрПРМ у 2014 році.

4 Кодекс електричних мереж\*.

5 Енергетична стратегія України на період до 2030 року.

6 Побудова та експлуатація електричних мереж. Технічна політика\*.

7 Правила приєднання електроустановок до електричних мереж, затверджені постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики 17.01.2013 р. № 32, зареєстровані в Міністерстві юстиції України 8 лютого 2013 року № 236/22768.

8 Правила приєднання когенераційних установок до електричних мереж, затверджені постановою Національної комісії регулювання електроенергетики України 21.01.2006 р. № 47 (зі змінами), зареєстровані в Міністерстві юстиції України 6 лютого 2006 року № 97/11971.

9 Умови та Правила здійснення підприємницької діяльності з передачі електроенергії місцевими (локальними) електромережами, затверджені постановою Національної комісії з питань регулювання електроенергетики України від 13.06.1996 р. № 15 (зі змінами), зареєстровані в Міністерстві юстиції України 26 липня 1996 року № 408/1433.

---

\* На розгляді.

10 Порядок формування інвестиційних програм ліцензіатів з передачі та постачання електричної енергії, затверджений постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики 13.12.2012 р. № 1627, зареєстрований в Міністерстві юстиції України 2 січня 2013 року за № 20/22552.

11 Програма розвитку електричних мереж напругою 35–110 (150) кВ та визначення обсягів реконструкції електричних мереж напругою 0,4–10 кВ на 2007 – 2011 роки, затверджена розпорядженням Кабінету Міністрів України від 11.09.2007 р. № 727-р.

12 Умовні знаки для топографічних планів масштабів 1:5000, 1:2000, 1:1000, 1:500.

УДК 621.311

**Ключові слова:** правила, схеми перспективного розвитку, плани перспективного розвитку, вихідні дані, зміст, періодичність розроблення, порядок виконання, прогноз попиту на електроенергію, прогноз споживання електроенергії.

[illegible]

[illegible]