

**Обґрунтування до рішення Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, про схвалення проєкту рішення, що має ознаки регуляторного акта – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 04 вересня 2018 року № 955».**

*(щодо вдосконалення норм Порядку розроблення та подання на схвалення планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу)*

З метою вдосконалення норм Порядку розроблення та подання на схвалення планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 04 вересня 2018 року № 955 (далі – Порядок), Департаментом із регулювання відносин у сфері енергетики (далі – Департамент) було розроблено проєкт рішення, що має ознаки регуляторного акта – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 04 вересня 2018 року № 955», яким, зокрема, вносяться зміни до Порядку у частині:

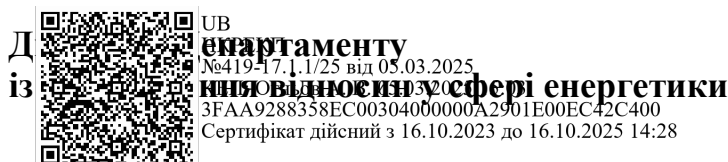
- впорядкування процедури формування та подання на розгляд до НКРЕКП планів розвитку систем розподілу (далі – ПРСР) та відповідних інвестиційних програм (далі – ІП) операторів систем розподілу (далі – ОСР), а також змін до них;
- необхідної деталізації у частині пояснювальної записки щодо обґрунтованості заходів, що пропонуються ОСР для реалізації в рамках ПРСР/ІП;
- доповнення окремими критеріями відповідності обґрунтувань, що надаються до заходів ІП, обґрунтуванням, що надаються до цих заходів у відповідному ПРСР;
- доповнення окремими критеріями щодо стану виконання заходів ІП ОСР.

Оскільки проєкт постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 04 вересня 2018 року № 955» має ознаки регуляторного акта, згідно зі статтею 15 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» він має бути оприлюднений на офіційному вебсайті НКРЕКП з метою одержання зауважень і пропозицій.

Враховуючи вищезазначене, Департамент пропонує:

1. Схвалити проєкт постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 04 вересня 2018 року № 955».

2. Оприлюднити проєкт постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 04 вересня 2018 року № 955» на офіційному вебсайті НКРЕКП з метою отримання зауважень та пропозицій від інших органів державної влади, фізичних та юридичних осіб, їх об'єднань та інших заінтересованих осіб.



**Андрій ОГНЬОВ**

*Мар'яна ХАРЧЕНКО, 60-92*



**НАЦІОНАЛЬНА КОМІСІЯ, ЩО ЗДІЙСНЮЄ ДЕРЖАВНЕ  
РЕГУЛЮВАННЯ У СФЕРАХ ЕНЕРГЕТИКИ  
ТА КОМУНАЛЬНИХ ПОСЛУГ  
(НКРЕКП)**

**ПОСТАНОВА**

№ \_\_\_\_\_

Київ

Про затвердження Змін до постанови  
Національної комісії, що здійснює  
державне регулювання у сферах  
енергетики та комунальних послуг, від  
04 вересня 2018 року № 955

Відповідно до законів України «Про ринок електричної енергії» та «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг,

**ПОСТАНОВЛЯЄ:**

1. Затвердити Зміни до постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 04 вересня 2018 року № 955 «Про затвердження Порядку розроблення та подання на затвердження планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу», що додаються.

2. Ця постанова набирає чинності з дня, наступного за днем її оприлюднення на офіційному вебсайті Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг.

Голова НКРЕКП

Юрій ВЛАСЕНКО

ЗАТВЕРДЖЕНО  
Постанова Національної  
комісії, що здійснює державне  
регулювання у сферах  
енергетики та комунальних послуг  
№ \_\_\_\_\_

**Зміни**

**до постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 04 вересня 2018 року № 955**

1. У назві та пункті 1 постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 04 вересня 2018 року № 955 «Про затвердження Порядку розроблення та подання на затвердження планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу» слово «затвердження» замінити словом «схвалення».

2. У Порядку розроблення та подання на схвалення планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу:

1) у главі 2:

підпункт 8 пункту 2.2 викласти в такій редакції:

«8) пояснювальну записку з обґрунтуванням необхідності проведення робіт по кожному розділу ПРСР, яка, у тому числі, повинна містити детальний опис кожного заходу, оформлений згідно з таблицею 23 додатка 1 до цього Порядку (із відповідним гіперпосиланням на цей опис у стовпчику 25/41 таблиці 22.1/22.2 ПРСР відповідно), що включає, зокрема, таку інформацію:

назву та порядковий номер заходу ПРСР відповідно до таблиці 22 додатка 1 до цього Порядку;

характер робіт, що плануються до виконання (будівництво, реконструкція, технічне переоснащення), та запланований термін виконання цього заходу;

пріоритетність заходу в межах розділу ПРСР із зазначенням основних критеріїв її визначення;

посилання на документи, що передбачають виконання заходу, зокрема: сторінку та пункт погодженої схеми перспективного розвитку (далі – СПР) (із зазначенням передбаченого терміну виконання заходу згідно з СПР), План розвитку системи передачі, План заходів щодо підвищення достовірності даних для здійснення моніторингу якості послуг, програму модернізації вузлів обліку електричної енергії по точках комерційного обліку всіх типів, по яких оператор системи розподілу є стороною, відповідальною за точку комерційного обліку, яка погоджена Адміністратором комерційного обліку, та інші документи (концепції, програми, плани, нормативно-правові акти тощо);

посилання на обґрунтовуючі матеріали, що підтверджують необхідність виконання заходу, зокрема:

акти, експертні звіти (висновки) щодо необхідності заміни відповідного обладнання, протоколи замірів (акти, відомості тощо), протоколи випробувань та вимірювань, розпорядчі документи органів державного нагляду/контролю та результати розгляду скарг, на підставі яких захід включено до ПРСР тощо;

технічне завдання на проєктування, затверджене в установленому порядку; схвалено, затверджене, погоджене належним чином проєктно-кошторисну документацію та відповідний наказ про її затвердження із зазначенням відповідної кошторисної вартості (за наявності);

експертний висновок щодо розгляду проєктно-кошторисної документації із зазначенням відповідної кошторисної вартості;

інформацію щодо існуючого технічного стану відповідних об'єктів та їх складових частин із зазначенням останньої дати проведення реконструкції/технічного переоснащення/відновлення/ремонтних робіт, терміну їх експлуатації, типу та характеристик згідно з технічними паспортами;

обґрунтування необхідності та доцільності виконання заходу ПРСР, що, зокрема, має містити:

відповідні графічні дані щодо розрахунків режимів, карт-схем до та після реалізації запланованих робіт, схемних рішень тощо (у разі зміни схемних рішень);

опис очікуваного результату виконання цього заходу;

інші графічні та табличні дані, що візуалізують/підтверджують необхідність та доцільність виконання заходу;

опис робіт із зазначенням фізичних обсягів та вартості, що заплановані до виконання у прогностичному періоді, та основних техніко-економічних показників проєктно-кошторисної документації (за наявності) (із зазначенням, зокрема, типу та кількості основного обладнання та матеріалів, що плануються до заміни/встановлення).

По заходах, що передбачають демонтаж обладнання/матеріалів, необхідно зазначати інформацію щодо кількості обладнання/матеріалів, що підлягає демонтажу згідно з актами технічного стану, відповідно до розробленої проєктно-кошторисної документації (за наявності) та кількості обладнання/матеріалів, що пропонується до встановлення на заміну демонтованих, із зазначенням інформації щодо подальшого застосування обладнання, що демонтується з причин, не пов'язаних із незадовільним технічним станом.

По заходах, що мають перехідний характер, також зазначаються етапи виконання (план-графік, діаграма Ганта), фізичні обсяги та фінансування по роках із урахуванням фактичного виконання);

для окремих заходів зазначаються відповідні цілі та показники (індикатори), що будуть досягнуті за результатом їх виконання;

опис та розрахунок запланованого економічного ефекту від впровадження заходу (робіт).»;

в абзаці шостому пункту 2.7 знаки та слова «(кредити, фінансова допомога)» виключити;

підпункт 3 пункту 2.8 після слова, аббревіатури та знака «розділів ІІІ,» доповнити словами, аббревіатурою та знаком «що повинна відповідати пріоритетизації заходів у відповідному ПРСР,»;

у підпункті 2.9.2 пункту 2.9:

підпункт 8 після речення другого доповнити новим реченням третім такого змісту: «При цьому по заходах ІІІ, що передбачають демонтаж обладнання/матеріалів, необхідно зазначити інформацію щодо плану виведення відповідних активів з регуляторного обліку.», а речення «Для заходів ІІІ також зазначаються відповідні цілі та показники (індикатори), що будуть досягнуті за результатом їх виконання, та орієнтовний термін проведення відповідної процедури закупівлі» виключити;

після підпункту 8 доповнити новим підпунктом 9 такого змісту:

«9) для окремих заходів ІІІ також зазначаються відповідні цілі та показники (індикатори), що будуть досягнуті за результатом їх виконання, та орієнтовний термін проведення відповідної процедури закупівлі.».

У зв'язку з цим підпункт 9 вважати підпунктом 10;

у пункті 2.10:

підпункт 1 доповнити знаками, словами та аббревіатурою «, а технічні рішення, застосовані у проектно-кошторисній документації, мають відповідати технічним рішенням у відповідному ПРСР»;

підпункт 4 доповнити новим реченням такого змісту: «При цьому вказані обґрунтовуючі матеріали до заходу ІІІ повинні відповідати обґрунтовуючим матеріалам до відповідного заходу ПРСР»;

абзац другий пункту 2.11 після слова «заходів» доповнити знаками та словами «, початком виконання яких є прогностичний період,»;

абзац перший пункту 2.14 після слова та знаків «ефективність»,» доповнити знаками та словами «, впровадження та розвитку «розумних мереж»,»;

абзац сьомий пункту 2.20 після слова «розподілу» доповнити словами «за рахунок основних джерел фінансування»;

2) у главі 3:

пункт 3.4 доповнити новим абзацом такого змісту:

«У разі виникнення необхідності внесення змін до переліку заходів ПРСР/ІІІ за результатом опрацювання оператором системи розподілу зауважень та пропозицій Регулятора до поданих ПРСР/ІІІ, оператор системи розподілу подає на розгляд Регулятору доопрацьований примірник ПРСР/ІІІ, оформлений, погоджений та обґрунтований з урахуванням вимог КСР та цього Порядку.»;

абзац перший пункту 3.11 викласти в такій редакції:

«3.11. При виникненні особливих обставин, яких оператор системи розподілу не міг передбачити (пов'язаних з усуненням наслідків, що виникли в результаті форс-мажорних обставин, необхідністю виконання робіт для забезпечення стійкості роботи об'єднаної енергетичної системи України, режимними обмеженнями, обґрунтованою зміною технічних рішень, виникненням економії внаслідок виконання заходів та у разі збільшення/доповнення визначених джерел фінансування), оператор системи розподілу має право за власною ініціативою, як правило, протягом місяця за

підсумками першого та другого кварталу та/або не пізніше 30 вересня прогнозного періоду звернутися до Регулятора з пропозицією щодо внесення змін до схвалених ПРСР/ІП, оформлених та обґрунтованих відповідно до вимог цього Порядку, з наданням відповідних висновків, розрахунків та інших документів, що підтверджують факт виникнення таких обставин. При цьому, у разі необхідності зміни переліку заходів ПРСР/ІП оператор системи розподілу повинен дотримуватись пріоритетизації, що визначена у схвалених ПРСР/ІП.»;

3) абзац перший пункту 4.2 глави 4 викласти в такій редакції:

«4.2. Виконаними вважаються заходи ІП, по яких підтверджено досягнення цілей та показників (індикаторів), що були визначені у відповідній пояснювальній записці при їх схваленні у ІП, щодо яких здійснено повне фінансування та активи по яких введені в експлуатацію у термін до 31 грудня прогнозного періоду відповідної ІП, що підтверджено такими документами:»;

4) додатки 1 та 2 викласти в новій редакції, що додається;

5) у додатку 3:

у відмітці до додатка слово «затвердження» замінити словом «схвалення»; розділ 2 викласти в новій редакції, що додається;

6) у відмітці до додатка 4 слово «затвердження» замінити словом «схвалення»;

7) у додатку 5:

у таблиці «Джерела фінансування ПРСР оператора системи розподілу \_\_\_\_\_ на \_\_\_\_\_ роки до і після змін»:

графу 2 рядка 9 після слова «кошти» доповнити знаками та словом «(розшифрувати)»;

рядки 9.1 – 9.3 виключити;

у примітці «\*\*\*\*» до таблиці «Перелік та етапи виконання заходів ПРСР оператора системи розподілу \_\_\_\_\_ на \_\_\_\_\_ роки до і після змін» слова та знаки «власні кошти, інші (розшифрувати), залучені кошти (кредити, фінансова допомога, інші (розшифрувати))» замінити словами та знаками «інші (розшифрувати), залучені кошти (розшифрувати)».

Директор Департаменту із регулювання  
відносин у сфері енергетики

Андрій ОГНЬОВ

Додаток 1  
до Порядку розроблення та подання  
на схвалення планів розвитку систем  
розподілу та інвестиційних програм  
операторів систем розподілу

**Затверджено:**

---

Керівник оператора системи  
розподілу  
МП (за наявності)

<b>План розвитку системи розподілу</b>	
<b>Найменування оператора системи розподілу</b>	
<b>Прогнозний період</b>	з _____ по _____

**Висновок ОСП**

від \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_

**Лист Міненерго**

від \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_

**Лист ДЕН**

від \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_

**Схвалено НКРЕКП, постанова**

від \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_

## З М І С Т

№ з/п	Назва	Сторінка
1	2	3
1	<b>Вступ</b>	
2	Фактичні та прогнозні обсяги попиту на електричну енергію та потужність у системі розподілу, обсяги розподілу (у т. ч. транзиту) електричної енергії мережами ОСР, з урахуванням приєднаної потужності УЗЕ та відбору УЗЕ, включаючи УЗЕ, які заплановані до будівництва ОСР	
3	Фактичні та обґрунтовані прогнозні обсяги відпуску електричної енергії виробників електричної енергії, приєднаних до системи розподілу (визначені, де необхідно, у координації з ОСП), з урахуванням приєднаної потужності УЗЕ та відбору УЗЕ, включаючи УЗЕ, які заплановані до будівництва ОСР	
4	Заплановані та прогнозні рівні потужності в кожній точці приєднання системи розподілу до системи передачі та до систем розподілу інших ОСР та/або збільшення потужності для існуючих точок приєднання	
5	Заходи з будівництва, реконструкції та технічного переоснащення об'єктів системи розподілу, включаючи засоби РЗА, ПА і зв'язку, потреба в яких визначена ОСП відповідно до вимог підтримання належного рівня операційної безпеки	
6	Інформація щодо існуючих та нових електроустановок виробництва електричної енергії, УЗЕ, які приєднані та/або мають бути приєднані до системи розподілу (на основі заяв про приєднання та іншої інформації, наявної в ОСР)	
7	Дані щодо прогнозованої потужності приєднання нових електроустановок (на основі заяв про приєднання та доступної потужності в точках забезпечення потужності)	
8	Дані щодо потужності в енерговузлах системи розподілу, урахуваючи формування переліку елементів мережі, що спричиняють обмеження та/або неналежну якість електропостачання споживачів, які потребують виконання заходів щодо підсилення з метою забезпечення інтеграції нового навантаження та виробництва до системи розподілу	
9	Дані щодо завантаження електричних мереж напругою 20 кВ та вище в характерні періоди їх роботи для нормальних та ремонтних режимів для року, що передує першому року прогнозного періоду, та останнього року прогнозного періоду	
10	Інформація (фактичні та заплановані рівні показників) щодо якості електропостачання (комерційна якість послуг, надійність (безперервність) та якість електроенергії) та заходів, направлених на її підвищення (інформація щодо SAIDI по обладнанню ОСР)	
11	Інформація щодо розміщення пристроїв фіксації/аналізу показників якості електроенергії та планів щодо їх встановлення	
12	Інформація щодо запланованого виведення обладнання системи розподілу з експлуатації та оцінка впливу такого виведення	
13	Плани в частині заходів з компенсації реактивної потужності	
14	Інформація щодо заходів з енергоефективності, управління попитом та можливостей використання розподіленої генерації та власних УЗЕ	
15	Плани в частині улаштування «інтелектуального» обліку електричної енергії, інформація щодо заходів, спрямованих на впровадження та розвиток «розумних мереж»	
16	Фактичні та прогнозні витрати електроенергії в системі розподілу та заходи, направлені на їх зниження	
17	Плани щодо реконструкції електричних мереж у точках забезпечення потужності або створення нових точок забезпечення потужності із зазначенням резервів потужності, які створюються при реалізації цих планів для можливості приєднання нових замовників	
18	Заходи з розвитку системи розподілу, що виконуються в рамках виконання Плану розвитку системи передачі на наступні 10 років та/або інших стратегічних документів України.	
19	Узагальнений технічний стан об'єктів електричних мереж системи розподілу	
20	Перелік об'єктів незавершеного будівництва, реконструкції та технічного переоснащення системи розподілу станом на початок прогнозного періоду	
21	План інвестицій за джерелами фінансування	
22	Перелік та етапи виконання заходів ПРСР оператора системи розподілу	
23	Пояснювальна записка	
24	Додаток 1. Схема електричних з'єднань мереж напругою 20 кВ та вище для року, що передує першому року прогнозного періоду, та останнього року прогнозного періоду	
25	Додаток 2. Схема нормального режиму електричної мережі напругою 20 кВ та вище	
26	Додаток 3. Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання та величини струму короткого замикання для кожного енерговузла (елемента) електричних мереж	
27	Додаток 4. Аналіз досліджених режимів з урахуванням існуючого та прогнозного завантаження системи розподілу	
28	Додаток 5. Розрахункові схеми нормальних, аварійних, ремонтно-аварійних режимів роботи електричної мережі для таких характерних режимів: максимуму навантаження під час зимового періоду; мінімуму навантаження під час зимового періоду; денного зниження навантаження під час зимового періоду; максимуму навантаження під час літнього періоду; мінімуму навантаження під час літнього періоду; денного зниження навантаження під час літнього періоду	
29	Додаток 6. Перелік та технічні дані основного обладнання трансформаторних підстанцій 20 кВ та вище	



Дані щодо прогнозної потужності приєднання нових електроустановок (на основі заяв про приєднання та доступної потужності в точках забезпечення потужності)

№ з/п	Джерело живлення, ПС 20 - 150 кВ	Встановлена потужність ПС, МВт	Величина навантаження, МВт, зима/літо*	Сумарна потужність, замовлена до приєднання (чинні ТУ), МВт		Реалізовані ТУ, МВт					Заплановані заходи зі створення резерву потужності у ПРСР***
				усього	у т. ч. оплачено/ проавансовано	перший рік прогнозного періоду -6**	перший рік прогнозного періоду -5**	перший рік прогнозного періоду -4**	перший рік прогнозного періоду -3**	перший рік прогнозного періоду -2**	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1											
2											
....											
<b>Усього</b>											-

Примітка:

\* Відповідно до останніх режимних замірів.

\*\* Зазначити відповідний рік.

\*\*\* Вказати номери заходів згідно таблиці 22, а також стислий опис запланованих робіт.

## Інформація щодо структури показника SAIDI по класу напруги 0,4 - 20 кВ на початок базового періоду з зазначенням заходів, направлених на його покращення в першому році прогнозного періоду\*

№ з/п	Найменування структурного підрозділу (РЕМ, ПЕМ, філія тощо)	Диспетчерська назва обладнання	Рівень напруги, кВ	Кількість споживачів, осіб	Кількість відключень, шт.	Загальний час відключень, хв.	Частка SAIDI по ОСР	Кількість планових без попередження відключень, шт.	Кількість відключень внаслідок технологічних порушень, шт.	Причини відключень внаслідок технологічних порушень	Запропоновані заходи для покращення показника SAIDI					Примітка
											найменування заходу	рік/роки виконання	орієнтовний обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)	джерело фінансування**	найменування відповідної виробничої (цільової) програми***	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1																
2																
...																

Примітка:

\* Для запланованих перерв без попередження та незапланованих (аварійних) перерв, пов'язаних із технологічними порушеннями в мережах ОСР.

\*\* Необхідно зазначити статтю джерела/джерел фінансування: амортизація, прибуток на виробничі інвестиції, прибуток (обов'язкові реінвестиції), прибуток (додаткові реінвестиції), переатоки реактивної електричної енергії, дохід від небалансу ТВЕ, плата за приєднання, інші (розшифрувати), залучені кошти (розшифрувати).

\*\*\* Необхідно зазначити відповідну виробничу програму: інвестиційну, ремонтну тощо.

Узагальнений технічний стан об'єктів електричних мереж системи розподілу									
№ з/п	Назва обладнання та якісна оцінка*	Одиниця виміру	Прогнозний технічний стан на початок першого року прогнозного періоду ПРСР**	Обсяги запланованих робіт на перший рік прогнозного періоду ПРСР**	Прогнозний технічний стан (з урахуванням обсягів запланованих робіт) на кінець				
					першого року прогнозного періоду ПРСР**	другого року прогнозного періоду ПРСР**	третього року прогнозного періоду ПРСР**	четвертого року прогнозного періоду ПРСР**	п'ятого року прогнозного періоду ПРСР**
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	<b>Повітряні лінії (П.Л)-220 кВ, усього</b>	км (по трасі)							
	у добромому стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
2	<b>П.Л-110 (154) кВ, усього</b>	км (по трасі)							
	у добромому стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
3	<b>П.Л-35 (27,5) кВ, усього</b>	км (по трасі)							
	у добромому стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
4	<b>П.Л-20 (10, 6) кВ, усього</b>	км (по трасі)							
	у добромому стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
5	<b>П.Л-0,38 кВ, усього</b>	км (по трасі)							
	у добромому стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
6	<b>Кабельні лінії (К.Л)-220 кВ, усього</b>	км							
	у добромому стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
7	<b>К.Л-110 (154) кВ, усього</b>	км							
	у добромому стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
8	<b>К.Л-35 кВ, усього</b>	км							
	у добромому стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
9	<b>К.Л-20 (10, 6) кВ, усього</b>	км							
	у добромому стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
10	<b>К.Л-0,38 кВ, усього</b>	км							
	у добромому стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
11	<b>Підстанції (ПС) з вищим класом напруги 220 кВ, усього</b>	шт.							
	у добромому стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								

12	<b>ПС з вищим класом напруги 110 (154) кВ, усього</b>	шт.							
	у добромому стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту підлягає повній заміні								
13	<b>ПС з вищим класом напруги 35 (27,5) кВ, усього</b>	шт.							
	у добромому стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту підлягає повній заміні								
14	<b>Трансформаторні підстанції (ТП), розподільні пункти (РП) 27,5 (20, 10, 6)/0,38 кВ, усього</b>	шт.							
	у добромому стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні виведено з експлуатації								
15	<b>Силові трансформатори ПС вищою напругою 220 кВ, усього</b>	шт.							
	у добромому стані								
	вимагають заміни з метою зниження технологічних витрат електричної енергії (ТВЕ)								
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту								
16	<b>Силові трансформатори ПС вищою напругою 110 (154) кВ, усього</b>	шт.							
	у добромому стані								
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ								
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту								
17	<b>Силові трансформатори ПС вищою напругою 35 (27,5) кВ, усього</b>	шт.							
	у добромому стані								
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ								
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту								
18	<b>Силові трансформатори 27,5 (20, 10, 6)/0,38 кВ, усього</b>	шт.							
	у добромому стані								
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ								
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту								

Примітка:

\* Оцінку необхідності капітального ремонту або повної заміни ліній електропередачі (ЛЕП) проводити за пріоритетом реального технічного стану, а не з урахуванням періодичності капітального ремонту.

\*\* Зазначити відповідний рік.

Перелік об'єктів незавершеного нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення системи розподілу станом на початок прогнозного періоду												
№ з/п	Найменування об'єктів	Виконання ПВР		Виконання БМР						Пропозиції щодо подальшого виконання (виконати, списати, продати тощо), зазначити роки	Причини невиключення заходу до ПРСР на прогнозний період	Примітка
		Початок (рік, місяць)	Закінчення (рік, місяць)	Початок (рік, місяць)	Затверджена кошторисна вартість, тис. грн (без ПДВ)	Обсяг здійсненого фінансування з початку виконання робіт на дату початку базового періоду, тис. грн (без ПДВ)	Залишок затвердженої кошторисної вартості на дату початку базового періоду, тис. грн (без ПДВ)	Обсяг фінансування, передбачений в ПРСР на базовий період, тис. грн (без ПДВ)	Обсяг фінансування, передбачений в ПРСР на прогнозний період, тис. грн (без ПДВ)			
1	2	4	5	6	8	9	10=8-9	11	12	13	14	15
	Усього	—	—	—						—	—	—

**Керівник оператора системи розп**  
(або особа, яка виконує його обов'язки)

\_\_\_\_\_ (прізвище, ім'я, по батькові)

"\_\_" \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

**Головний бухгалтер**  
(або особа, яка виконує його обов'язки)

\_\_\_\_\_ (прізвище, ім'я, по батькові)

"\_\_" \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

<b>План інвестицій за джерелами фінансування</b>							
№ з/п	Статті джерел фінансування (тис. грн без ПДВ)	перший рік прогнозного періоду ПРСР*	другий рік прогнозного періоду ПРСР*	третій рік прогнозного періоду ПРСР*	четвертий рік прогнозного періоду ПРСР*	п'ятий рік прогнозного періоду ПРСР*	Усього на прогнозний період ПРСР 8=SUM3:7
1	2	3	4	5	6	7	
<b>1</b>	Амортизація						
<b>2</b>	Прибуток на виробничі інвестиції						
<b>3</b>	Прибуток (обов'язкові реінвестиції)						
<b>4</b>	Прибуток (додаткові реінвестиції)						
<b>5</b>	За перетоки реактивної електричної енергії						
<b>6</b>	Дохід від небалансу ТВЕ						
<b>7</b>	Плата за приєднання						
<b>8</b>	Інші (розшифрувати)						
<b>9</b>	Залучені кошти (розшифрувати)						
	<b>Усього</b>						

Примітка:

\* Зазначити відповідний рік.

**Керівник оператора системи розподілу**  
(або особа, яка виконує його обов'язки)

(підпис)

\_\_\_\_\_

(прізвище, ім'я, по батькові)

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

МП (за наявності)

Перелік та етапи виконання заходів ПРСР оператора системи розподілу \_\_\_\_\_ на \_\_\_\_\_ роки

№ з/п	Пріоритетність заходу*	Найменування заходу	пгт./см	Усього за ПВД(одиноко)		Заплановано ПРСР		Наявність проекційної документації на початок прогнозного періоду (так/ні)	Виконання ПДР		Виконання БМР		Обсяг фінансування, перебічений ПРСР, тис. грн (без ПДВ)					Створений резерв потужності/пропускної здатності, МВт	Джерело фінансування* ***	Критерій (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2 КСР)	Обґрунтування виключення до ПРСР (СПР, технічний стан, ПРСР, вимога ОСП тощо), вказати назву документа та сторінку	Стислий опис робіт	№ сторінки повноважної записки	Примітка		
				кількість**	Контрольна/оціночна вартість БМР, тис. грн (без ПДВ)	кількість**	вартість, усього, тис. грн (без ПДВ)		початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	перший рік прогнозного періоду***	другий рік прогнозного періоду***	третій рік прогнозного періоду***	четвертий рік прогнозного періоду***	n'ятий рік прогнозного періоду***									
																									1	2
1	2	3	4	5	6	7	8	9-SUM15:19	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
<b>НОВЕ БУДІВНИЦТВО, РЕКОНСТРУКЦІЯ ТА ТЕХНІЧНЕ ПЕРЕОСНАЩЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА ОБ'ЄДНАННЯ</b>																										
<b>1 Нове будівництво об'єктів системи розподілу</b>																										
<b>1.1 Підстанцій різної напруги 110 (154) кВ, усього, у т. ч.:</b>																										
1.1.1																										
1.1.2																										
<b>1.2 Підстанцій різної напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього, у т. ч.:</b>																										
1.2.1																										
1.2.2																										
<b>1.3 Ліній електропередачі різної напруги 110 (154) кВ, усього, у т. ч.:</b>																										
1.3.1																										
1.3.2																										
...																										
<b>1.4 Ліній електропередачі різної напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього, у т. ч.:</b>																										
1.4.1																										
1.4.2																										
...																										
Усього (сума за п. 1.1 – 1.4)																										
<b>2 Реконструкція, технічне переоснащення об'єктів системи розподілу</b>																										
<b>2.1 Підстанцій різної напруги 110 (154, 220) кВ, усього, у т. ч.:</b>																										
2.1.1																										
2.1.2																										
<b>2.2 Підстанцій різної напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього, у т. ч.:</b>																										
2.2.1																										
2.2.2																										
...																										
<b>2.3 Ліній електропередачі різної напруги 110 (154, 220) кВ, усього, у т. ч.:</b>																										
2.3.1																										
2.3.2																										
...																										
<b>2.4 Ліній електропередачі різної напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього, у т. ч.:</b>																										
2.4.1																										
2.4.2																										
...																										
Усього (сума за п. 2.1 – 2.4)																										
Усього (сума за п. 1 та 2)																										
<b>3 Нове будівництво об'єктів системи розподілу різної напруги 10 (6); 0,38 кВ</b>																										
<b>3.1 РЕМ (назва), усього, у т. ч.:</b>																										
3.1.1 ПН (РН), усього, у т. ч.:																										
3.1.1.1																										
3.1.1.2																										
...																										
3.1.2 ЛЕН, усього, у т. ч.:																										
3.1.2.1																										
3.1.2.2																										
...																										
<b>3.2 РЕМ (назва), усього, у т. ч.:</b>																										
3.2.1 ПН (РН), усього, у т. ч.:																										
3.2.1.1																										
3.2.1.2																										
...																										
3.2.2 ЛЕН, усього, у т. ч.:																										
3.2.2.1																										
3.2.2.2																										
...																										
<b>Реконструкція, технічне переоснащення об'єктів системи розподілу різної напруги 10 (6); 0,38 кВ</b>																										
<b>4.1 РЕМ (назва), усього, у т. ч.:</b>																										
4.1.1 ПН (РН), усього, у т. ч.:																										
4.1.1.1																										
4.1.1.2																										
...																										
4.1.2 ЛЕН, усього, у т. ч.:																										
4.1.2.1																										
4.1.2.2																										
...																										
<b>4.2 РЕМ (назва), усього, у т. ч.:</b>																										
...																										
Усього за п. 3:																										
ПН (РН)																										
ЛЕН																										
Усього за п. 4:																										
ПН (РН)																										
ЛЕН																										
Усього за розділом 1																										

II		ВИРОВАДЖЕННЯ ТА РОЗВИТОК КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ																	
		Усього за розділом II																	
III		ВИРОВАДЖЕННЯ ТА РОЗВИТОК АСДГК																	
		Усього за розділом III																	
IV		ВИРОВАДЖЕННЯ ТА РОЗВИТОК ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ																	
		Усього за розділом IV																	
V		ВИРОВАДЖЕННЯ ТА РОЗВИТОК СИСТЕМ ЗВ'ЯЗКУ																	
		Усього за розділом V																	
VI		ТЕХНІЧНЕ ПЕРЕОСНАЩЕННЯ ТА ЗАКУПІВЛЯ КОДІСНОЇ ТЕХНІКИ																	
		Усього за розділом VI																	
VII		ІНШЕ																	
		Усього за розділом VII																	
		Усього за ПРСР																	

Примітка:  
 \* Вказати номер, по дорівнює визначеній пріоритетності залучу за принципом наскрізної нумерації, починаючи з одиниці - найвищий пріоритет, окремо за кожним розділом ПРСР для заходів першого року прогнозного періоду.  
 \*\* Держимі ліній електропередачі вказується по трасі ліній.  
 \*\*\* Значити відноцний рік.  
 \*\*\*\* Необхідно зазначити статтю джерел/джерел фінансування: амортизація, прибуток на виробничі інвестиції, прибуток (обов'язкові реінвестиції), прибуток (податкові реінвестиції), за перетоти реактивної електричної енергії, дохід від небалансу ТВЕ, плата за придбання, інші (розрахункові), залучені кошти (розрахункові).

**Керівник оператора системи розподілу**  
 (або особа, яка виконує його обов'язки) \_\_\_\_\_  
 (підпис) МП (за наявності)  
 «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ року \_\_\_\_\_  
 (прізвище, ім'я, по батькові)



Перелік та етапи виконання заходів ПРСР оператора системи розподілу на роки до та після актуалізації

Table with columns: № п/п, Прогнозність заходів до ПРСР, Прогнозність заходів після актуалізації ПРСР, Назва заходу, Інформація відносно до складового ПРСР (Усього за ПРСР, Категорія заходів, Пріоритетність заходів, Термін виконання заходу), Інформація відносно до складового ПРСР (Виконання ПРСР, Найвищий пріоритет заходу, Документ на підтвердження виконання заходу), Виконання ГРП, Виконання ЄОП, Обсяг фінансування, проробленої роботи ПРСР, Усього за (заказчик), Виконання ПРСР (Категорія заходів, Пріоритетність заходів, Термін виконання заходу), Інформація відносно до складового ПРСР (Усього за, Виконання ПРСР, Найвищий пріоритет заходу, Документ на підтвердження виконання заходу), Виконання ГРП, Виконання ЄОП, Обсяг фінансування, проробленої роботи ПРСР, Інформація відносно до актуалізованого ПРСР (Виконання ЄОП, Обсяг фінансування, проробленої роботи ПРСР, Категорія заходів, Пріоритетність заходів, Термін виконання заходу), Створення ліній мережі, Зведення ліній мережі, Критерії (обсяг роботи, обсяг витрат, у т.ч. на закупівлі), Обсяг робіт, Пріоритетність заходів, № сторінки, Примітки.

Примітки: \* Вказана частка, що дозволяє визначити пріоритетність заходу за прийомом номерної послідовності, починаючи з однієї - найвищий пріоритет, окремо за кожним роком ПРСР для заходів першого року прогнозованого періоду. \*\* Державний акти експлуатації мережі по трьох ліній. \*\*\* Залишки відшкодувань рік. \*\*\*\* Додатково намічено частку джерел/джерел фінансування: внутрішній, з прибутку на виробничі інвестиції, з прибутку (заказчик реалізований), з прибутку (заказчик реалізований), з прибутку реалізованої експлуатації енергії, доходів від мобільної ТНЧ, цін на придбання, цін (розшифровка), закупівлі кошти (прошифровка).

Керівник оператора системи розподілу (підпис) / МП (за наявності) / Керівник, ІПС, по б/б/заказу / №... 20... року

<b>23. Форма детального опису заходу</b>	
<b>1. Номер та назва заходу</b>	
<b>2. Характер робіт та термін виконання заходу</b>	
<b>3. Пріоритетність заходу</b>	
<b>4. Посилання на сторінку та пункти документи, що передбачають виконання заходу</b>	
<b>5. Посилання на обґрунтовувальні матеріали, що підтверджують необхідність виконання заходу</b>	
<b>6. Інформація щодо існуючого технічного стану</b>	
<b>7. Обґрунтування необхідності та доцільності виконання заходу</b>	
<b>8. Опис робіт/закупівлі</b>	
<b>9. Цілі та показники (індикатори)</b>	
<b>10. Економічний ефект</b>	
<b>11. Примітки</b>	

Додаток 2  
до Порядку розроблення та подання  
на схвалення планів розвитку систем  
розподілу та інвестиційних програм  
операторів систем розподілу

<b>Інвестиційна програма</b>	
<b>Найменування оператора системи розподілу</b>	
<b>Прогнозний період</b>	з до
<b>П'ятирічний період</b>	з до

1. Перелік об'єктів незавершеного нового будівництва, технічного переоснащення та реконструкції																
№ з/п	Найменування заходів	Одиниця виміру	Кількість	Виконання ПВР			Виконання БМР					Обсяг фінансування, передбачений в ІП на базовий період, тис. грн (без ПДВ)	Обсяг фінансування, передбачений в ІП на прогнозний період, тис. грн (без ПДВ)	Пропозиції щодо подальшого виконання (з вказанням термінів виконання, найменування виробничої програми тощо)	Причини невиключення заходу до ІП на прогнозний період	Примітка
				Початок (рік)*	Закінчення (рік)*	Кошторисна вартість заходу, схвалена** в ІП, тис. грн (без ПДВ)	Початок (період ІП)	Продовження виконання (період ІП)	Кошторисна вартість заходу, схвалена** в ІП, тис. грн (без ПДВ)	Обсяг здійсненого фінансування з початку виконання робіт на дату початку базового періоду, тис. грн (без ПДВ)	Залишок схваленої** в ІП кошторисної вартості на дату початку базового періоду, тис. грн (без ПДВ)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12=10-11	13	14	15	16	17
<b>1</b>	<b>ЛЕП (КЛ, ПЛ), з них:</b>															
1.1	110 кВ (220, 150 кВ)															
1.1.1																
<b>1.2</b>	<b>35 кВ</b>															
1.2.1																
<b>1.3</b>	<b>6-20 кВ</b>															
1.3.1																
<b>1.4</b>	<b>0,4 кВ</b>															
1.4.1																
<b>2</b>	<b>ПС, РП та ТП, з них:</b>															
2.1	110 кВ (220, 150 кВ)															
2.1.1																
<b>2.2</b>	<b>35 кВ</b>															
2.2.1																
<b>2.3</b>	<b>6-20 кВ</b>															
2.3.1																
<b>3</b>	<b>Інше</b>															
3.1																
	Усього	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

\* - у разі виконання ПВР у складі ІП, в графі вказати період відповідної ІП

\*\* - у разі відсутності кошторисної вартості, схваленої в ІП, у графі зазначається кошторисна вартість відповідно до розробленої та затвердженої проєктно-кошторисної документації

Керівник оператора системи розподілу  
(або особа, яка виконує його обов'язки)

(підпис)

(прізвище, ім'я, по батькові)

"\_\_\_" \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

М. П. (за наявності)

Головний бухгалтер  
(або особа, яка виконує його обов'язки)

(підпис)

(прізвище, ім'я, по батькові)

"\_\_\_" \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

<b>2. Розрахунок джерел фінансування інвестиційної програми (тис. грн без ПДВ)</b>			
№ з/п	Показники капіталовкладень	усього	
		базовий період	прогнозний період
	Джерела фінансування*, усього:		
1	Амортизація		
2	Прибуток на виробничі інвестиції		
3	Прибуток (обов'язкові реінвестиції)		
4	Прибуток (додаткові реінвестиції)		
5	За перетоки реактивної електричної енергії		
6	Дохід від небалансу ТВЕ		
7	Плата за приєднання		
8	Власні кошти		
9	Інші (розшифрувати)		
10	Залучені кошти (розшифрувати)		

Примітка:

\* Необхідно зазначити статтю джерела/джерел фінансування: амортизація, прибуток на виробничі інвестиції, прибуток (обов'язкові реінвестиції), прибуток (додаткові реінвестиції), за перетоки реактивної електричної енергії, дохід від небалансу ТВЕ, плата за приєднання, власні кошти, інші (розшифрувати), залучені кошти (розшифрувати).

**Керівник оператора системи розподілу**  
(або особа, яка виконує його обов'язки)

\_\_\_\_\_

(підпис)

\_\_\_\_\_

(прізвище, ім'я, по батькові)

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

МП (за наявності)

**3. План інвестицій за джерелами фінансування інвестиційної програми на 5 років**

Джерела фінансування (тис. грн без ПДВ)	(прогнозний період)*	(прогнозний період+1)*	(прогнозний період+2)*	(прогнозний період+3)*	(прогнозний період+4)*
Амортизація					
Прибуток на виробничі інвестиції					
Прибуток (обов'язкові реінвестиції)					
Прибуток (додаткові реінвестиції)					
За перетоки реактивної електричної енергії					
Дохід від небалансу ТВЕ					
Плата за приєднання					
Власні кошти					
Інші (розшифрувати)					
Залучені кошти (розшифрувати)					
<b>Усього</b>					

\* Зазначити відповідний рік.

4. Узагальнений технічний стан об'єктів електричних мереж					
№ з/п	Назва обладнання та якісна оцінка*	Одиниця виміру	Технічний стан на початок прогнозного періоду	Обсяги запланованих робіт на прогнозний період	Прогнозний технічний стан на кінець прогнозного періоду з урахуванням обсягів запланованих робіт
1	2	3	4	5	6
1	<b>Повітряні лінії (ПЛ)-220 кВ, усього</b>	км (по трасі)			
	у доброму стані				
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
	підлягає повній заміні				
2	<b>ПЛ-110 (150) кВ, усього</b>	км (по трасі)			
	у доброму стані				
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
	підлягає повній заміні				
3	<b>ПЛ-35 кВ, усього</b>	км (по трасі)			
	у доброму стані				
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
	підлягає повній заміні				
4	<b>ПЛ-20, 10(6) кВ, усього</b>	км (по трасі)			
	у доброму стані				
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
	підлягає повній заміні				
5	<b>ПЛ-0,4 кВ, усього</b>	км (по трасі)			
	у доброму стані				
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
	підлягає повній заміні				
6	<b>Кабельні лінії (КЛ)-220 кВ, усього</b>	км			
	у доброму стані				
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
	підлягає повній заміні				
7	<b>КЛ-110 (150) кВ, усього</b>	км			
	у доброму стані				
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
	підлягає повній заміні				
8	<b>КЛ-35 кВ, усього</b>	км			
	у доброму стані				
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
	підлягає повній заміні				
9	<b>КЛ-20, 10(6) кВ, усього</b>	км			
	у доброму стані				
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
	підлягає повній заміні				
10	<b>КЛ-0,4 кВ, усього</b>	км			
	у доброму стані				
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
	підлягає повній заміні				
11	<b>Підстанції (ПС) з вищим класом напруги 220 кВ, усього</b>	шт.			
	у доброму стані				
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
	підлягає повній заміні				

12	<b>ПС з вищим класом напруги 110 (150) кВ, усього</b>	шт.			
	у доброму стані				
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
	підлягає повній заміні				
13	<b>ПС з вищим класом напруги 35 кВ, усього</b>	шт.			
	у доброму стані				
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
	підлягає повній заміні				
14	<b>Трансформаторні підстанції (ТП), розподільні пункти (РП) 20, 10(6) кВ, усього</b>	шт.			
	у доброму стані				
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
	підлягає повній заміні				
	виведено з експлуатації				
15	<b>Силові трансформатори ПС вищою напругою 220 кВ, усього</b>	шт.			
	у доброму стані				
	вимагають заміни з метою зниження технологічних витрат електричної енергії (ТВЕ)				
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту				
	виведено з експлуатації				
16	<b>Силові трансформатори ПС вищою напругою 110 (150) кВ, усього</b>	шт.			
	у доброму стані				
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ				
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту				
	виведено з експлуатації				
17	<b>Силові трансформатори ПС вищою напругою 35 кВ, усього</b>	шт.			
	у доброму стані				
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ				
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту				
	виведено з експлуатації				
18	<b>Силові трансформатори ПС вищою напругою 6 – 20 кВ, усього</b>	шт.			
	у доброму стані				
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ				
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту				
	виведено з експлуатації				

\* Оцінку необхідності капітального ремонту або повної заміни обладнання ПС, РП, ТП та ліній електропередачі (ЛЕП) проводити за пріоритетом реального технічного стану, а не з урахуванням періодичності капітального ремонту.



4.1. Характеристика електричних мереж				
№ з/п	Назва показника	Одиниці виміру	Станом на початок прогнозного періоду	Очікується станом на кінець прогнозного періоду з урахуванням інвестиційної програми
1	2	3	4	5
1	<b>Довжина повітряних ліній електропередачі, усього по колах</b>	км		
	у т. ч.:			
	<b>напругою 220 кВ</b>	км/%		
	<b>напругою 150 кВ</b>	км/%		
	<b>напругою 110 кВ</b>	км/%		
	<b>напругою 35 кВ</b>	км/%		
	<b>напругою 20 кВ</b>	км/%		
	з них на дерев'яних опорах	км/%		
	<b>напругою 10 кВ</b>	км/%		
	з них на дерев'яних опорах	км/%		
	<b>напругою 6 кВ</b>	км/%		
	з них на дерев'яних опорах	км/%		
	з проводом сталевим (ПС)	км/%		
	з ізолюваним проводом (магістральним)	км/%		
	<b>вводи в будинки 0,4 кВ, усього</b>	шт./км		
	у т. ч. з ізолюваними проводами	км/%		
2	<b>Довжина кабельних ліній електропередачі, усього</b>	км		
	у т. ч.:			
	<b>напругою 220 кВ</b>	км/%		
	з них працюють понад 30 років	км/%		
	з ізоляцією зі зшитого поліетилену	км/%		
	<b>напругою 110 кВ</b>	км/%		
	з них працюють понад 30 років	км/%		
	з ізоляцією зі зшитого поліетилену	км/%		
	<b>напругою 35 кВ</b>	км/%		
	з них працюють понад 30 років	км/%		
	з ізоляцією зі зшитого поліетилену	км/%		
	<b>напругою 20 кВ</b>	км/%		
	з них працюють понад 30 років	км/%		
	з ізоляцією зі зшитого поліетилену	км/%		
	<b>напругою 10 кВ</b>	км/%		
	з них працюють понад 30 років	км/%		
	з ізоляцією зі зшитого поліетилену	км/%		
	<b>напругою 6 кВ</b>	км/%		
з них працюють понад 30 років	км/%			
з ізоляцією зі зшитого поліетилену	км/%			
<b>напругою 0,4 кВ і нижче</b>	км/%			
з них працюють понад 30 років	км/%			
3	<b>Кількість власних знижувальних ПС 35 – 220 кВ та потужність силових трансформаторів на них, усього</b>	шт./МВА		
	у т. ч.:			
	<b>220 кВ</b>	шт./МВА		
	<b>150 кВ</b>	шт./МВА		
	<b>110 кВ</b>	шт./МВА		
<b>35кВ</b>	шт./МВА			
4	<b>Кількість власних знижувальних ПС 35 – 220 кВ, усього, з них такі, які мають:</b>	шт.		
	два і більше трансформаторів	шт./%		
	два і більше джерел живлення	шт.		
	телемеханіку в повному обсязі	шт./%		
	пристрої компенсації ємнісного струму	шт.		
	пристрої компенсації реактивної потужності	шт.		

5	<b>Кількість та потужність силових трансформаторів, встановлених на знижувальних підстанціях напругою 6 – 220 кВ (без трансформаторів для підключення заземлювальних реакторів та трансформаторів власних потреб), усього</b>	шт./МВА					
	з них працюють понад 25 років	шт./%/МВА					
	у т. ч.:						
	<b>напругою 220 кВ</b>	шт./%/МВА					
	з них працюють понад 25 років	шт./%/МВА					
	<b>напругою 110 кВ (150 кВ)</b>	шт./%/МВА					
	з них працюють понад 25 років	шт./%/МВА					
	<b>напругою 35 кВ</b>	шт./%/МВА					
	з них працюють понад 25 років	шт./%/МВА					
	<b>напругою 20 кВ</b>	шт./%/МВА					
з них працюють понад 25 років	шт./%/МВА						
<b>напругою 6 – 10 кВ</b>	шт./%/МВА						
з них працюють понад 25 років	шт./%/МВА						
6	<b>Кількість короткозамикачів, встановлених на знижувальних підстанціях напругою 35 – 220 кВ, усього</b>	шт.					
	з них потребують заміни	шт./%					
	у т. ч.:						
	<b>напругою 220 кВ</b>	шт.					
	з них потребують заміни	шт.					
	<b>напругою 150 кВ</b>	шт.					
	з них потребують заміни	шт.					
	<b>напругою 110 кВ</b>	шт.					
	з них потребують заміни	шт.					
	<b>напругою 35 кВ</b>	шт.					
з них потребують заміни	шт.						
7	<b>Кількість відокремлювачів, встановлених на знижувальних підстанціях напругою 35 – 220 кВ, усього</b>	шт.					
	з них потребують заміни	шт./%					
	у т. ч.:						
	<b>напругою 220 кВ</b>	шт.					
	з них потребують заміни	шт.					
	<b>напругою 150 кВ</b>	шт.					
	з них потребують заміни	шт.					
	<b>напругою 110 кВ</b>	шт.					
	з них потребують заміни	шт.					
	<b>напругою 35 кВ</b>	шт.					
з них потребують заміни	шт.						
8	<b>Кількість роз'єднувачів, встановлених на знижувальних підстанціях напругою 35 – 220 кВ, усього</b>	шт.					
	з них потребують заміни	шт./%					
	у т. ч.:						
	<b>напругою 220 кВ</b>	шт.					
	з них потребують заміни	шт.					
	<b>напругою 150 кВ</b>	шт.					
	з них потребують заміни	шт.					
	<b>напругою 110 кВ</b>	шт.					
	з них потребують заміни	шт.					
	<b>напругою 35 кВ</b>	шт.					
з них потребують заміни	шт.						
<b>напругою 20 кВ</b>	шт.						
з них потребують заміни	шт.						

9	<b>Кількість вимикачів, встановлених на об'єктах електричних мереж напругою 6 – 220 кВ, усього</b>	шт.			
	у т. ч.:				
	<b>напругою 220 кВ, з них:</b>	шт.			
	масляних	шт.			
	повітряних	шт.			
	вакуумних	шт.			
	елегазових	шт.			
	<b>напругою 150 кВ, з них:</b>	шт.			
	масляних	шт.			
	повітряних	шт.			
	вакуумних	шт.			
	елегазових	шт.			
	<b>напругою 110 кВ, з них:</b>	шт.			
	масляних	шт.			
	повітряних	шт.			
	вакуумних	шт.			
	елегазових	шт.			
	<b>напругою 35 кВ, з них:</b>	шт.			
	масляних	шт.			
	повітряних	шт.			
вакуумних	шт.				
елегазових	шт.				
<b>напругою 20 кВ, з них:</b>	шт.				
вакуумних	шт.				
елегазових	шт.				
<b>напругою 6 – 10 кВ, з них:</b>	шт.				
масляних	шт.				
повітряних	шт.				
вакуумних	шт.				
елегазових	шт.				
10	<b>Кількість вимикачів, що відпрацювали термін служби</b>	шт./%			
	у т. ч.:				
	<b>напругою 220 кВ</b>	шт./%			
	<b>напругою 150 кВ</b>	шт./%			
	<b>напругою 110 кВ</b>	шт./%			
	<b>напругою 35 кВ</b>	шт./%			
	<b>напругою 20 кВ</b>	шт./%			
	<b>напругою 6 – 10 кВ</b>	шт./%			
11	<b>Кількість вимикачів, що не відповідають струмам короткого замикання в електромережі, але експлуатуються, усього</b>	шт.			
	у т. ч.:				
	<b>напругою 220 кВ</b>	шт.			
	<b>напругою 150 кВ</b>	шт.			
	<b>напругою 110 кВ</b>	шт.			
	<b>напругою 35 кВ</b>	шт.			
	<b>напругою 20 кВ</b>	шт.			
<b>напругою 6 – 10 кВ</b>	шт.				
12	<b>Кількість реклоузерів, установлених на об'єктах електричних мереж напругою 6 – 35 кВ, усього</b>	шт.			
	у т. ч.:				
	<b>напругою 35 кВ, з них:</b>	шт.			
	вакуумних	шт.			
	елегазових	шт.			
	<b>напругою 20 кВ, з них:</b>	шт.			
	вакуумних	шт.			
	елегазових	шт.			
<b>напругою 6 – 10 кВ, з них:</b>	шт.				
вакуумних	шт.				
елегазових	шт.				
13	<b>Кількість реклоузерів, що відпрацювали термін служби</b>	шт./%			
	у т. ч.:				
	<b>напругою 35 кВ</b>	шт./%			
	<b>напругою 20 кВ</b>	шт./%			
<b>напругою 6 – 10 кВ</b>	шт./%				

14	<b>Кількість і потужність підстанцій 6 – 20/0,4 кВ, усього</b>	шт./МВА				
	з них працюють понад 25 років					
	у т. ч.:	шт./%				
	відкритих	шт./%				
	однотрансформаторних	шт./%				
	з них щоглових	шт./%				
	двотрансформаторних	шт./%				
	закритих	шт./%				
	однотрансформаторних	шт./%				
	двотрансформаторних	шт./%				
15	<b>Кількість РП 6 – 20 кВ, усього</b>	шт.				
	з них працюють понад 25 років	шт./%				
16	<b>Кількість повітряних фідерів 6 – 20 кВ, усього</b>	шт.				
	у т. ч.:					
	довжиною з відгалуженнями до 15 км	шт./%				
	довжиною з відгалуженнями від 15 до 50 км	шт./%				
17	<b>Кількість лінійних та підстанційних роз'єднувачів напругою 6 – 20 кВ, усього</b>	шт.				
	з них потребують заміни	шт./%				
18	<b>Кількість вимикачів навантаження 6 – 20 кВ, усього</b>	шт.				
	з них потребують заміни	шт./%				
19	<b>Довжина грозозахисного троса по трасі ПЛ 35 – 220 кВ, усього</b>	км				
	з них підлягають заміні та відновленню	км/%				
	у т. ч.:					
	на лініях напругою 220 кВ	км/%				
	на лініях напругою 150 кВ	км/%				
	на лініях напругою 110 кВ	км/%				
20	<b>Кількість обмежувачів перенапруги (ОПН), усього</b>	шт.				
	у т. ч.:					
	напругою 220 кВ	шт.				
	напругою 150 кВ	шт.				
	напругою 110 кВ	шт.				
	напругою 35 кВ	шт.				
напругою 6 – 20 кВ	шт.					

## 4.2. Інформація щодо лічильників електричної енергії на початок прогнозного періоду

## У небутових споживачів

Лічильники	Кількість точок обліку, усього, шт.	Кількість безоблікових точок обліку, шт.	Кількість установлених лічильників, шт.				
			усього	у тому числі:		з простроченим терміном повірки	
				на балансі			
		оператора системи розподілу		споживачів			
1	2=3+4	3	4=5+6+8+16	5	6	7	
1 - фазні							
3 - фазні							
Разом							

## У малих небутових споживачів

Лічильники	Кількість точок обліку, усього, шт.	Кількість безоблікових точок обліку, шт.	Кількість установлених лічильників, шт.				
			усього	у тому числі:		з простроченим терміном повірки	
				на балансі			
		оператора системи розподілу		споживачів			
1	2=3+4	3	4=5+6+8+16	5	6	7	
1 - фазні							
3 - фазні							
Разом							

## У побутових споживачів

Лічильники	Кількість точок обліку, усього, шт.	Кількість безоблікових точок обліку, шт.	Кількість установлених лічильників, шт.						
			усього	у тому числі:		з простроченим терміном повірки	на основі показників яких здійснюються розрахунки по 2 зонам доби	на основі показників яких здійснюються розрахунки по 3 зонам доби	
				на балансі					
		оператора системи розподілу		споживачів					
1	2=3+4	3	4=5+6+10+18	5	6	7	8	9	
1 - фазні									
3 - фазні									
Разом									

## Усього

Лічильники	Кількість точок обліку, усього, шт.	Кількість безоблікових точок обліку, шт.	Кількість установлених лічильників, шт.						
			усього	у тому числі:		з простроченим терміном повірки	на основі показників яких здійснюються розрахунки по 2 зонам доби	на основі показників яких здійснюються розрахунки по 3 зонам доби	
				на балансі					
		оператора системи розподілу		споживачів					
1	2=3+4	3	4=5+6+10+18	5	6	7	8	9	
1 - фазні									
3 - фазні									
Разом									

Примітка:

\* Зазначити відповідний рік.





4.2.2. Пооб'єктний перелік улаштування інтелектуального обліку												
з/п	Джерело живлення (ПС/РП)	Назва (номер) ТП	Потужність ТП	Перелік обладнання для організації комерційного обліку, шт.:					Перелік обладнання для організації технічного обліку, шт.:			
				1-ф лічильники у побутових споживачів	3-ф лічильники у побутових споживачів	1-ф лічильники у небутових споживачів, де ОСР є ВТКО	3-ф лічильники у небутових споживачів, де ОСР є ВТКО	комунікаційний контролер 1-тр	комунікаційний контролер 2-тр**	номінал вимірювального ТС 1-тр	номінал вимірювального ТС 2-тр	номінал вимірювального ТС N-тр
1	ПС/РП-1	ТП-1										
2		ТП-2										
3		ТП-...										
4	ПС/РП-2	ТП-1										
5		ТП-2										
6		ТП-...										
7	ПС/РП-...	ТП-1										
8		ТП-2										
9		ТП-...										
....	....	....										
Усього			*									

\* - не заповнюється

\*\* - заповнюється, також, у разі застосування універсального контролера



4.2.3. Поадресний перелік для встановлення інтелектуальних лічильників											
№ з/п	Найменування енерговузла (ТП)	ПІБ споживача*	Особовий рахунок	ЕІС код точки обліку	Адреса:				Джерело живлення		Дата останньої перевірки/заміни
					населений пункт	вулиця	будинок	квартира	1-ф	3-ф	
1											
2											
3											
4	ТП 1										
5											
6											
7											
8	ТП-2										
9											
10											
11											
12	ТП-...										
...											

\* - або офіційна назва юридичного споживача

**4.2.4. Стан обліку електричної енергії у населення**

№ з/п	Лічильники зі строком експлуатації	Наявний стан на початок прогнозного періоду		Прогнозний стан на кінець прогнозного періоду	
		кількість, шт.	відсоток від загальної кількості	кількість, шт.	відсоток від загальної кількості
1	2	3	4	5	6
1	до 8 років				
2	8 – 20 років				
3	20 – 30 років				
4	більше 30 років				
5	відсутні				
6	усього				

**4.3. Стан комерційного обліку електричної енергії на початок прогнозного періоду\***

№ з/п	Найменування підстанцій (станцій) та приєднань	Рівень напруги ЛЕП, кВ	Клас точності лічильника (необхідний)	Клас точності лічильника (наявний)	Тип лічильника прийому/віддачі	Виробник лічильників	Відповідність лічильника вимогам Кодексу комерційного обліку електричної енергії**	Річний обсяг розподілу електричної енергії через точку обліку, тис. кВт·год	Відповідність точки комерційного обліку вимогам Кодексу комерційного обліку електричної енергії**	Наявність дублюючого лічильника	Кількість трансформаторів напруги, що підлягають заміні (встановленню), шт.	Кількість трансформаторів струму, що підлягають заміні (встановленню), шт.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Усього												

Примітка:

\* Указати всі точки комерційного обліку з суміжними операторами систем розподілу.

\*\* Кодекс комерційного обліку електричної енергії, затверджений постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 311.

<b>4.3.1 Стан обліку на ТП на початок прогнозного періоду</b>					
Кількість ТП 6,10,20/0,4 кВ на балансі ОСР	Кількість ТП 6,10,20/0,4 кВ обладнаних засобами обліку, шт.:		Кількість ТП 6,10,20/0,4 кВ не обладнаних засобами обліку, шт.	ЗВТ, що потребують встановлення/заміни, шт.:	
	без можливості дистанційного доступу до даних <input type="checkbox"/>	з можливістю дистанційного доступу до даних <input type="checkbox"/>		ТС	лічильники
1-гр					
2-гр					
.....					
Усього					



<b>4.5. Стан комп'ютерної техніки на початок прогнозного періоду</b>		
<b>Група за роком випуску</b>	<b>Кількість, шт.</b>	<b>%</b>
Комп'ютери до (базовий період-4)* року випуску		
Комп'ютери (базовий період-3)* року випуску		
Комп'ютери (базовий період-2)* року випуску		
Комп'ютери (базовий період-1)* року випуску		
Комп'ютери (базовий період)* року випуску		
<b>Усього</b>		

\* Зазначити відповідний рік.

4.6. Узагальнений порівняльний аналіз змін технічного стану колісних транспортних засобів, спеціальних машин та механізмів, виконаних на колісних шасі *						
№ з/п	Назва показника	Одиниця виміру	Показник на кінець року			
			(базовий період-2)**	(базовий період-1)**	(базовий період)**	(прогнозований період)** з урахуванням обсягів запланованих робіт
1	2	3	4	5	6	7
1	Загальна кількість колісної техніки	шт.				
	з неї підлягає списанню	шт.				
		%				
1.1	Автокрани	шт.				
	з них підлягають списанню	шт.				
		%				
1.2	Автобурові машини	шт.				
	з них підлягають списанню	шт.				
		%				
1.3	Бурильно-кранові машини	шт.				
	з них підлягають списанню	шт.				
		%				
1.4	Автовежі телескопічні та підіймачі	шт.				
	з них підлягають списанню	шт.				
		%				
	у т. ч. на базі тракторів	шт.				
	з них підлягають списанню	шт.				
		%				
1.5	Електролабораторії	шт.				
	з них підлягають списанню	шт.				
		%				
1.6	Автомобілі (вахтові) для перевезення бригад робітників	шт.				
	з них підлягають списанню	шт.				
		%				
	у т. ч. для оперативних виїзних бригад (ОВБ)	шт.				
	з них підлягають списанню	шт.				
		%				
1.7	Вантажні автомобілі	шт.				
	з них підлягають списанню	шт.				
		%				
1.8	Автомобілі для перевезення вантажів та пасажирів	шт.				
	з них підлягають списанню	шт.				
		%				
1.9	Автомобілі з кузовами типів фургон, пікап	шт.				
	з них підлягають списанню	шт.				
		%				
1.10	Автобуси категорій М3 та М2 ("мікроавтобуси")	шт.				
	з них підлягають списанню	шт.				
		%				
1.11	Легкові автомобілі	шт.				
	з них підлягають списанню	шт.				
		%				
1.12	Трактори і механізми, виконані на їх базі	шт.				
	з них підлягають списанню	шт.				
		%				
1.13	Причепи, напівпричепи	шт.				
	з них підлягають списанню	шт.				
		%				
1.14	Автомайстерні	шт.				
	з них підлягають списанню	шт.				
		%				
1.15	Спеціальні легкові автомобілі	шт.				
	з них підлягають списанню	шт.				
		%				
1.16	Спеціальні автомобілі, виконані на шасі вантажівок	шт.				
	з них підлягають списанню	шт.				
		%				
1.17	Автовантажувачі	шт.				
	з них підлягають списанню	шт.				
		%				
1.18	Інші види колісної техніки (розшифрувати)	шт.				
	з них підлягають списанню	шт.				
		%				

\* У тому числі орендованих на довгостроковий період (більше року).

\*\* Зазначити відповідний рік.

## 4.6.1. Аналіз колісної техніки станом на початок прогнозного періоду

№ з/п	Марка колісної техніки	Призначення (тип)	Рік випуску	Нормативний строк експлуатації, років	Належність (структурний підрозділ, служба, РЕМ)	Витрати пального*, л/100 км	Витрати на технічне обслуговування та ремонт, тис. грн (без ПДВ)		Залишкова вартість, тис. грн (без ПДВ)	Підстава для списання/ заміни	Пропонується для заміни				
							за місяць	щорічні			марка	призначення (тип)	орієнтовна вартість, тис. грн (без ПДВ)	витрати пального*, л/100 км	витрати на технічне обслуговування та ремонт, тис. грн (без ПДВ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

\* Для спеціальних машин та механізмів, виконаних на колісних шасі, додатково враховувати витрати пального для роботи механізму (л/мотогодину).





4.7. Витрати електричної енергії*							
Показник		(базовий період-5)		(базовий період-4)		(базовий період-3)	
		млн кВт·год	%	млн кВт·год	%	млн кВт·год	%
Сальдоване надходження електричної енергії	Усього, у т. ч.:						
	1 клас						
	2 клас						
Нормативні технологічні витрати	Усього, у т. ч.:						
	1 клас						
	2 клас						
Звітні технологічні витрати	Усього, у т. ч.:						
	1 клас						
	2 клас						

Показник		(базовий період-2)		(базовий період-1)		(базовий період)	
		млн кВт·год	%	млн кВт·год	%	млн кВт·год	%
Сальдоване надходження електричної енергії	Усього, у т. ч.:						
	1 клас						
	2 клас						
Нормативні технологічні витрати	Усього, у т. ч.:						
	1 клас						
	2 клас						
Звітні технологічні витрати	Усього, у т. ч.:						
	1 клас						
	2 клас						

Примітка:

\*Графи «млн кВт·год» та «%» заповнюються відповідно до форми 1Б-ТВЕ.

4.8. Загальна характеристика оператора системи розподілу в динаміці за останні п'ять років						
№ з/п	Параметри	Рік *				
		(базовий період-4)	(базовий період-3)	(базовий період-2)	(базовий період-1)	(базовий період)
1	Площа території, на якій здійснюється ліцензована діяльність, км <sup>2</sup>					
2	Кількість споживачів (абонентів) оператора системи розподілу:					
	у тому числі по 2 класу напруги					
	з них населення					
3	Загальна довжина електричних мереж, км **					
	з них повітряних:					
	220 кВ					
	110 (150) кВ					
	35 кВ					
	20,10 (6) кВ					
	0,38 кВ					
	кабельних:					
	220 кВ					
	110 (150) кВ					
	35 кВ					
	20,10 (6) кВ					
0,38 кВ						
4	Сумарна потужність власних трансформаторів, МВА:					
	220 кВ					
	110 (150) кВ					
	35 кВ					
	20,10 (6) кВ					
5	Середньооблікова чисельність персоналу, осіб					
6	Нормативна чисельність персоналу, осіб					
7	Середньомісячна заробітна плата працівників, грн					
8	Річний обсяг розподілу електричної енергії, млн кВт·год					
	прогноз					
	факт					
9	Річна виручка від розподілу електричної енергії, тис. грн					
10	Операційні витрати з розподілу електричної енергії, тис. грн					
11	Прибуток, усього, тис. грн					
	від діяльності з розподілу					
12	База нарахування прибутку, тис. грн					
13	Сума залучених інвестицій, тис. грн					
14	Норма прибутку на базу нарахування, %					
15	Втрати електричної енергії в мережах, %					
16	Обсяг основних фондів в умовних одиницях, усього					
	Ліній електропередач					
	Підстанцій					
	Релейного захисту та автоматики					
	Зв'язку та обчислювальної техніки					

Примітка:

\* У графах зазначити відповідні роки.

\*\* Без довжини введів в індивідуальні житлові будинки та довжини внутрішньобудинкових мереж.

5. Загальний опис робіт										
№ з/п	Цільові програми	Усього на роки (прогнозний період - (прогнозний період+4))		У т. ч. по роках:						
				(прогнозний період)		(прогнозний період+1)	(прогнозний період+2)	(прогнозний період+3)	(прогнозний період+4)	
		тис. грн (без ПДВ)	%	тис. грн (без ПДВ)	%	тис. грн (без ПДВ)	тис. грн (без ПДВ)	тис. грн (без ПДВ)	тис. грн (без ПДВ)	тис. грн (без ПДВ)
1	Нове будівництво, технічне переоснащення та реконструкція електричних мереж та обладнання									
2	Впровадження та розвиток комерційного обліку електричної енергії									
3	Впровадження та розвиток автоматизованих систем диспетчерсько-технологічного керування (АСДТК)									
4	Впровадження та розвиток інформаційних технологій									
5	Впровадження та розвиток систем зв'язку									
6	Технічне переоснащення та закупівля колісної техніки									
7	Інше									
	Усього									

Керівник оператора системи розподілу  
(або особа, яка виконує його обов'язки)

"\_\_" "\_\_" 20\_\_ року

\_\_\_\_\_  
(підпис)

М. П. (за наявності)

\_\_\_\_\_  
(прізвище, ім'я, по батькові)



5.1.1. Обсяги нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення об'єктів електричних мереж									
№ з/п	Інвентарний номер об'єкта	Найменування енергооб'єкта, його місцезнаходження та потужність	Вартість одиниці, тис. грн (без ПДВ)	Обсяги робіт та фінансування ПЛ, КЛ/ПС		Наявність проєктної документації (дата і номер документа про її затвердження)*	Спосіб виконання робіт (підрядний/ господарський)	Рік будівництва або попередньої реконструкції	Примітка
				км/шт.	вартість, усього, тис. грн (без ПДВ)				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1		<b>ПЛ-110 (150, 220) кВ, усього</b>							
1.1		нове будівництво, усього							
1.1.1									
1.2		реконструкція/технічне переоснащення, усього							
1.2.1									
2		<b>ПЛ-35 кВ, усього</b>							
2.1		нове будівництво, усього							
2.1.1									
2.2		реконструкція/технічне переоснащення, усього							
2.2.1									
3		<b>ПЛ-20, 10(6) кВ, усього</b>							
3.1		нове будівництво, усього							
3.1.1									
3.2		реконструкція/технічне переоснащення, усього							
3.2.1		реконструкція/технічне переоснащення без улаштування розвантажувальних ТП							
3.2.1.1									
3.2.2		реконструкція/технічне переоснащення з улаштуванням розвантажувальних ТП							
3.2.2.1									
4		<b>ПЛ-0,4 кВ, усього</b>							
4.1		нове будівництво, усього							
4.1.1									
4.2		реконструкція/технічне переоснащення, усього							
4.2.1									
5		<b>КЛ-110 кВ, усього</b>							
5.1		нове будівництво, усього							
5.1.1									
5.2		реконструкція/технічне переоснащення, усього							
5.2.1									
6		<b>КЛ-35 кВ, усього</b>							
6.1		нове будівництво, усього							
6.1.1									
6.2		реконструкція/технічне переоснащення, усього							
6.2.1									
7		<b>КЛ-20, 10(6) кВ, усього</b>							
7.1		нове будівництво, усього							
7.1.1									
7.2		реконструкція/технічне переоснащення, усього							
7.2.1									
8		<b>КЛ-0,4 кВ, усього</b>							
8.1		нове будівництво, усього							
8.1.1									
8.2		реконструкція/технічне переоснащення, усього							
8.2.1									
9		<b>ПС з вищим класом напруги 110 (150) кВ, усього</b>							
9.1		нове будівництво, усього							
9.1.1									
9.2		реконструкція, усього							
9.2.1									
9.3		технічне переоснащення, усього							
9.3.1									
10		<b>ПС з вищим класом напруги 35 кВ, усього</b>							
10.1		нове будівництво, усього							
10.1.1									
10.2		реконструкція, усього							
10.2.1									
10.3		технічне переоснащення, усього							
10.3.1									
11		<b>ТП, РП-20, 10(6) кВ, усього</b>							
11.1		нове будівництво, усього							
11.1.1									
11.2		реконструкція, усього							
11.2.1									
11.3		технічне переоснащення, усього							
11.3.1									
		<b>Усього</b>				—	—	—	—

\* За наявності проєктної документації зазначити дату і номер документа про її затвердження.

У разі відсутності проєктної документації зазначити дату, до якої планується виготовлення цієї документації.







<b>5.3.1. Стан телемеханізації на початок прогнозного періоду</b>					
Рівень ПС/РП, кВ	Кількість ПС/РП, шт.	Телемеханізовано:		Відсутня телемеханіка, шт.	Потребує встановлення/ модернізації, шт.
		нова телемеханіка, шт.	застаріла телемеханіка, шт.		





5.5.1. Етапи впровадження системи зв'язку												
№ з/п	Назва складової частини проекту	Період реалізації складової частини проекту	Вартість реалізації складової частини проекту відповідно до проектної документації, тис. грн (без ПДВ)	Фактичне фінансування реалізації складової частини проекту станом на дату початку базового періоду, тис. грн (без ПДВ)	Фінансування реалізації складової частини проекту, передбачене інвестиційною програмою на базовий період, тис. грн (без ПДВ)	Фінансування, передбачене на реалізацію складової частини проекту інвестиційною програмою на прогностичний період, тис. грн (без ПДВ)	Сума коштів, необхідна для завершення реалізації складової частини проекту з розбивкою по роках, тис. грн (без ПДВ)				Примітка	
							(прогностичний період+1)	(прогностичний період+2)	(прогностичний період+3)	(прогностичний період+4)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1	Упровадження та розвиток магістральних ліній зв'язку, у тому числі:											
2	Упровадження та розвиток ліній зв'язку «останньої милі», у тому числі:											
3	Установлення та заміна каналотворювального та комутаційного обладнання (зокрема АТС), у тому числі:											
4	Упровадження та розвиток локальних обчислювальних мереж (зокрема СКС), у тому числі:											
Усього												

Керівник оператора системи розподілу  
(або особа, яка виконує його обов'язки)

\_\_\_\_\_

(підпис)

\_\_\_\_\_

(прізвище, ім'я, по батькові)

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ року

М. П.





6. Етапи виконання заходів інвестиційної програми на прогностичний період																					
№ з/п	Найменування заходів інвестиційної програми	Одиниця виміру	Вартість одиниці, тис. грн (без ПДВ)	Усього		У тому числі по кварталах								Джерело фінансування**	Найменування відповідної державної програми або пункт ПРСР	№ сторінки пояснювальної записки	Опис робіт, запланованих на прогностичний період	Реквізити документа, що засвідчуватиме виконання заходу ІІ	Пріоритетизація	Розробник проєктно-кошторисної документації	Примітка
				кількість*	тис. грн (без ПДВ)	I квартал		II квартал		III квартал		IV квартал									
						кількість	тис. грн (без ПДВ)	кількість	тис. грн (без ПДВ)	кількість	тис. грн (без ПДВ)	кількість	тис. грн (без ПДВ)								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
<b>1. Нове будівництво, технічне переоснащення та реконструкція електричних мереж та обладнання</b>																					
1.1	Нове будівництво ЛЕП (КЛ, ПЛ), усього																				
1.1.1	110 кВ (220, 150 кВ)																				
1.1.2	35 кВ																				
1.1.3	6 – 20 кВ																				
1.1.4	0,4 кВ																				
1.2	Реконструкція/технічне переоснащення ЛЕП (КЛ, ПЛ), усього																				
1.2.1	110 кВ (220, 150 кВ)																				
1.2.2	35 кВ																				
1.2.3	6 – 20 кВ																				
1.2.4	0,4 кВ																				
1.3	Нове будівництво ПС, РП та ТП, усього																				
1.3.1	110 кВ (150 кВ)																				
1.3.2	35 кВ																				
1.3.3	6 – 20 кВ																				
1.4	Реконструкція ПС, ТП та РП, усього																				
1.4.1	110 кВ (150 кВ)																				
1.4.2	35 кВ																				
1.4.3	6 – 20 кВ																				
1.5	Технічне переоснащення ПС, ТП та РП, усього																				
1.5.1	110 кВ (150 кВ)																				
1.5.2	35 кВ																				
1.5.3	6 – 20 кВ																				
1.6	Інше																				
Усього за розділом 1:																					

<b>2. Впровадження та розвиток комерційного обліку електричної енергії</b>																			
Усього за розділом 2:																			
<b>3. Впровадження та розвиток АСДТК</b>																			
Усього за розділом 3:																			
<b>4. Впровадження та розвиток інформаційних технологій</b>																			
Усього за розділом 4:																			
<b>5. Впровадження та розвиток систем зв'язку</b>																			
Усього за розділом 5:																			
<b>6. Технічне переоснащення та закупівля колісної техніки</b>																			
Усього за розділом 6:																			
<b>7. Інше</b>																			
Усього за розділом 7:																			
Усього за програмою:																			

Примітка:

\* Довжина ліній електропередачі вказується по трасі ліній.

\*\* Необхідно зазначити статтю джерела/джерел фінансування: амортизація, прибуток на виробничі інвестиції, прибуток (обов'язкові реінвестиції), прибуток (додаткові реінвестиції), за перетоки реактивної електричної енергії, дохід від небалансу ТВЕ, плата за приєднання, власні кошти, інші (розшифрувати).

Керівник оператора системи розподілу

(або особа, яка виконує його обов'язки)

(підпис)

\_\_\_\_\_

(прізвище, ім'я, по батькові)

"\_\_" \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

МП (за наявності)



<b>7. Форма детального опису заходу</b>	
<b>1. Номер та назва заходу</b>	
<b>2. Характер робіт та термін виконання заходу</b>	
<b>3. Пріоритетність заходу</b>	
<b>4. Посилання на сторінку та пункт схваленого ПРСР та інші документи, що передбачають виконання заходу</b>	
<b>5. Посилання на обґрунтовуючі матеріали, що підтверджують необхідність виконання заходу</b>	
<b>6. Інформація щодо існуючого стану</b>	
<b>7. Обґрунтування необхідності та доцільності виконання заходу</b>	
<b>8. Опис робіт/закупівлі</b>	
<b>9. Цілі та показники (індикатори)</b>	
<b>10. Економічний ефект</b>	
<b>11. Примітки</b>	

2. Детальний звіт щодо виконання Плану розвитку системи розподілу

№ з/п	Пріоритетність заходу*	Найменування заходів ПРСР	Одиниця виміру, шт./км	Заплановано на прогностичний період ПРСР		Заплановано на звітний період		Профінансовано за звітний період		Залишилось не профінансовано		Джерело фінансування***	Стислий опис профінансованих робіт	Причини невиконання запланованих заходів у звітному періоді з обґрунтуванням. Пропозиції щодо включення невиконаних заходів до ПРСР на майбутній період
				кількість**	вартість, тис. грн (без ПДВ)	кількість**	вартість, тис. грн (без ПДВ)	кількість**	вартість, тис. грн (без ПДВ)	кількість**	вартість, тис. грн (без ПДВ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10=6-8	11=7-9	12	13	14	
<b>ІНВЕСТИЦІЙНЕ, РЕКОНСТРУКЦІЙНЕ ТА ТЕХНІЧНЕ ПЕРЕОЦЕНЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА ОБЛАДАННЯ</b>														
1		Нові будівництва об'єктів системи розподілу												
1.1.		Підстанції різної напруги 110 (154, 220) кВ, усього, у т.ч.:												
1.1.1.														
1.1.2.														
1.2.		Підстанції різної напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього, у т.ч.:												
1.2.1.														
1.2.2.														
1.3.		Інші електроенергетичні лінії напруги 110 (154, 220) кВ, усього, у т.ч.:												
1.3.1.														
1.3.2.														
1.4.		Інші електроенергетичні лінії напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього, у т.ч.:												
1.4.1.														
1.4.2.														
			Усього (сума по п.1.1-1.4)											
2.		Реконструкція, технічне переоснащення об'єктів системи розподілу												
2.1.		Підстанції різної напруги 110 (154, 220) кВ, усього, у т.ч.:												
2.1.1.														
2.1.2.														
2.2.		Підстанції різної напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього, у т.ч.:												
2.2.1.														
2.2.2.														
2.3.		Інші електропередачі різної напруги 110 (154, 220) кВ, усього, у т.ч.:												
2.3.1.														
2.3.2.														
2.4.		Інші електропередачі різної напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього, у т.ч.:												
2.4.1.														
2.4.2.														
			Усього (сума по п. 2.1-2.4)											
			Усього (сума по п. 1 та 2)											
3.		Нові будівництва об'єктів системи розподілу різної напруги 10 (6); 0,4 кВ												
3.1.		РЕМ (назва), усього												
3.1.1.		ТН (РН), усього, у т.ч.:												
3.1.1.1.														
3.1.1.2.														
3.1.2.		ЛЕН, усього, у т.ч.:												
3.1.2.1.														
3.1.2.2.														
3.2.		РЕМ (назва), усього												
3.2.1.		ТН (РН), усього, у т.ч.:												
3.2.1.1.														
3.2.1.2.														
3.2.2.		ЛЕН, усього, у т.ч.:												
3.2.2.1.														
3.2.2.2.														
4.		Реконструкція, технічне переоснащення об'єктів системи розподілу різної напруги 10 (6); 0,4 кВ												
4.1.		РЕМ (назва), усього												
4.1.1.		ТН (РН), усього, у т.ч.:												
4.1.1.1.														
4.1.1.2.														
4.1.2.		ЛЕН, усього, у т.ч.:												
4.1.2.1.														
4.1.2.2.														
4.2.		РЕМ (назва), усього												
			Усього по п. 3:											
			ТН (РН)											
			ЛЕН											
			Усього по п. 4:											
			ТН (РН)											
			ЛЕН											
			Усього по розділу I											
<b>ІІ ВИРОВАДЖЕННЯ ТА РОЗВИТОК КОМЕРЦІЙНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ</b>														
Усього по розділу II														
<b>ІІІ ВИРОВАДЖЕННЯ ТА РОЗВИТОК АСУ ДТК</b>														
Усього по розділу III														
<b>ІV ВИРОВАДЖЕННЯ ТА РОЗВИТОК ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ</b>														
Усього по розділу IV														
<b>V ВИРОВАДЖЕННЯ ТА РОЗВИТОК СИСТЕМ ЗВ'ЯЗКУ</b>														
Усього по розділу V														
<b>VI ТЕХНІЧНЕ ПЕРЕОЦЕНЕННЯ ТА ЗАКУПІВНИЙ КОМПОНЕНТ ТЕХНІКИ</b>														
Усього по розділу VI														
<b>ІНШЕ</b>														
Усього по розділу VII														
Усього по ПРСР														

Примітка:  
 \* Висхідне число, що зорово визначає пріоритетність заходу відносно ПРСР  
 \*\* Довжина ліній електропередачі вказується по трасі ліній  
 \*\*\* Необхідно зазначити статтю джерела/джерел фінансування: амортизація, прибуток на виробничі інвестиції, прибуток (обор'ясований реінвестиції), прибуток (додатковий реінвестиції), за перекази реактивної електричної енергії, дохід від небалансу ТНЕ, плата за придбання, інші (розшифрувати), залучені кошти (розшифрувати).

Керівник оператора системи розподілу (або особа, яка виконує його обов'язки) \_\_\_\_\_ (підпис) \_\_\_\_\_ (прізвище, ім'я, по батькові)  
 М. П. (за наявності)

<b>ПОРІВНЯЛЬНА ТАБЛИЦЯ</b>	
<b>чинної редакції постанови НКРЕКП від 04.09.2018 № 955 «Про затвердження Порядку розроблення та подання на затвердження планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу» та нової редакції із змінами</b>	
<b>Чинна редакція</b>	<b>Зі змінами</b>
<b>«Про затвердження Порядку розроблення та подання на затвердження планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу»</b>	<b>«Про затвердження Порядку розроблення та подання на схвалення планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу»</b>
<b>Порядок розроблення та подання на схвалення планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу</b>	
<b>1. Загальні положення</b>	
...	
<b>2. Вимоги до ПРСР та ІП</b>	
...	
2.2. ПРСР має містити, зокрема:	
...	
<p>8) пояснювальну записку з обґрунтуванням необхідності проведення робіт по кожному розділу ПРСР, яка, у тому числі, повинна містити:</p> <p>мету, обґрунтування необхідності та доцільності виконання запланованих заходів (робіт) у прогностному періоді ПРСР;</p> <p>посилання на нормативно-правові акти, які регламентують необхідність виконання таких заходів (робіт);</p> <p>інформацію про схвалено, затверджену, погоджену належним чином проектно-кошторисну документацію (за наявності);</p> <p>інформацію щодо проведення експертизи проектно-кошторисної документації (за наявності);</p> <p>інформацію щодо заходів (робіт) із зазначенням їх етапів (обсягів) виконання, що заплановані до виконання у прогностному періоді ПРСР (по заходах, що мають перехідний характер, зазначаються</p>	<p><b>8) пояснювальну записку з обґрунтуванням необхідності проведення робіт по кожному розділу ПРСР, яка, у тому числі, повинна містити детальний опис кожного заходу, оформлений згідно з таблицею 23 додатку 1 до цього Порядку (із відповідним гіперпосиланням на цей опис у стовпчику 25/41 таблиці 22.1/22.2 ПРСР відповідно), що включає, зокрема, таку інформацію:</b></p> <p><b>1) назву та порядковий номер заходу ПРСР відповідно до таблиці 22 додатку 1 до цього Порядку.</b></p> <p><b>2) характер робіт, що плануються до виконання (будівництво, реконструкція, технічне переоснащення), та запланований термін виконання цього заходу;</b></p> <p><b>3) пріоритетність заходу в межах розділу ПРСР із зазначенням основних критеріїв її визначення;</b></p>

<p>етапи (обсяги) виконання за роками із урахуванням фактичного виконання).</p>	<p>4) посилання на документи, що передбачають виконання заходу, зокрема: сторінку та пункт погодженої схеми перспективного розвитку (далі – СПР) (із зазначенням передбаченого терміну виконання заходу згідно СПР), План розвитку системи передачі, План заходів щодо підвищення достовірності даних для здійснення моніторингу якості послуг, програму модернізації вузлів обліку електричної енергії по точках комерційного обліку всіх типів, по яких оператор системи розподілу є стороною, відповідальною за точку комерційного обліку, яка погоджена Адміністратором комерційного обліку, та інші документи (концепції, програми, плани, нормативно-правові акти тощо);</p> <p>5) посилання на обґрунтовуючі матеріали, що підтверджують необхідність виконання заходу, зокрема:</p> <p>акти, експертні звіти (висновки) щодо необхідності заміни відповідного обладнання, протоколи замірів (акти, відомості тощо), протоколи випробувань та вимірювань, розпорядчі документи органів державного нагляду/контролю та результати розгляду скарг, на підставі яких захід включено до ПРСР тощо;</p> <p>технічне завдання на проєктування, затверджене в установленому порядку;</p> <p>схвалено, затверджену, погоджену належним чином проєктно-кошторисну документацію та відповідний наказ про її затвердження із зазначенням відповідної кошторисної вартості (за наявності);</p> <p>експертний висновок щодо розгляду проєктно-кошторисної документації із зазначенням відповідної кошторисної вартості;</p> <p>б) інформацію щодо існуючого технічного стану відповідних об'єктів та їх складових частин із зазначенням останньої дати проведення реконструкції/технічного переоснащення/відновлення/ремонтних робіт, терміну їх</p>
---	--

	<p>експлуатації, типу та характеристик згідно з технічними паспортами;</p> <p>7) обґрунтування необхідності та доцільності виконання заходу ПРСР, що, зокрема, має містити:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>відповідні графічні дані щодо розрахунків режимів, карт-схем до та після реалізації запланованих робіт, схемних рішень тощо (у разі зміни схемних рішень);</li><li>опис очікуваного результату виконання цього заходу;</li><li>інші графічні та табличні дані, що візуалізують/підтверджують необхідність та доцільність виконання заходу;</li></ul> <p>8) опис робіт із зазначенням фізичних обсягів та вартості, що заплановані до виконання у прогностичному періоді, та основних техніко-економічних показників проектно-кошторисної документації (за наявності) (із зазначенням, зокрема, типу та кількості основного обладнання та матеріалів, що плануються до заміни/встановлення).</p> <p>По заходах, що передбачають демонтаж обладнання/матеріалів, необхідно зазначати інформацію щодо кількості обладнання/матеріалів, що підлягає демонтажу згідно з актами технічного стану, відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації (за наявності) та кількості обладнання/матеріалів, що пропонується до встановлення на заміну демонтованих, із зазначенням інформації щодо подальшого застосування обладнання, що демонтується з причин, не пов'язаних із незадовільним технічним станом.</p> <p>По заходах, що мають перехідний характер, також зазначаються етапи виконання (план-графік, діаграма Ганта), фізичні обсяги та фінансування по роках із урахуванням фактичного виконання).</p> <p>9) для окремих заходів зазначаються відповідні цілі та показники (індикатори), що будуть досягнуті за результатом їх виконання;</p>
--	--

		<p><b>10) опис та розрахунок запланованого економічного ефекту від впровадження заходу (робіт).</b></p>
...		
	<p>2.7. Оператор системи розподілу формує джерела фінансування ПРСР та ІІ з таких статей:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>амортизація;</li> <li>прибуток на виробничі інвестиції або прибуток (обов'язкові реінвестиції);</li> <li>запланований обсяг надходжень за перетоки реактивної електричної енергії;</li> <li>частина від запланованого на прогнозний період обсягу прибутку, пов'язаного зі зменшенням фактичних технологічних витрат електричної енергії (для операторів систем розподілу, до яких застосовується методологія тарифоутворення "витрати +"), що виникають при її розподілі електричними мережами, порівняно з прогнозованими, розрахованого за фактичним балансом електричної енергії попереднього періоду та прогнозною ціною закупівлі технологічних витрат електричної енергії у прогнозному періоді. Фактичний баланс електричної енергії попереднього періоду розраховується відповідно до фактичних даних, наданих у формі звітності N 2а-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (місячна) "Звітні дані про обсяги розподілу електричної енергії та технологічні витрати електричної енергії за 1 та 2 класами напруги", затвердженої постановою НКРЕКП від 28 лютого 2019 року N 282, за друге півріччя року, який передує базовому, та перше півріччя базового року (далі - дохід від небалансу ТВЕ).</li> </ul> <p>Додатковими джерелами фінансування ПРСР/ІІ можуть бути: прибуток (додаткові реінвестиції), плата за приєднання, залучені кошти (кредити, фінансова допомога), кошти, отримані від здійснення діяльності, пов'язаної та не пов'язаної з розподілом</p>	<p>2.7. Оператор системи розподілу формує джерела фінансування ПРСР та ІІ з таких статей:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>амортизація;</li> <li>прибуток на виробничі інвестиції або прибуток (обов'язкові реінвестиції);</li> <li>запланований обсяг надходжень за перетоки реактивної електричної енергії;</li> <li>частина від запланованого на прогнозний період обсягу прибутку, пов'язаного зі зменшенням фактичних технологічних витрат електричної енергії (для операторів систем розподілу, до яких застосовується методологія тарифоутворення "витрати +"), що виникають при її розподілі електричними мережами, порівняно з прогнозованими, розрахованого за фактичним балансом електричної енергії попереднього періоду та прогнозною ціною закупівлі технологічних витрат електричної енергії у прогнозному періоді. Фактичний баланс електричної енергії попереднього періоду розраховується відповідно до фактичних даних, наданих у формі звітності N 2а-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (місячна) "Звітні дані про обсяги розподілу електричної енергії та технологічні витрати електричної енергії за 1 та 2 класами напруги", затвердженої постановою НКРЕКП від 28 лютого 2019 року N 282, за друге півріччя року, який передує базовому, та перше півріччя базового року (далі - дохід від небалансу ТВЕ).</li> </ul> <p>Додатковими джерелами фінансування ПРСР/ІІ можуть бути: прибуток (додаткові реінвестиції), плата за приєднання, залучені кошти (<del>кредити, фінансова допомога</del>), кошти, отримані від</p>

<p>електричної енергії, дохід від небалансу ТВЕ, прибуток від надання послуг комерційного обліку електричної енергії та інші джерела відповідно до вимог чинного законодавства.</p>	<p>здійснення діяльності, пов'язаної та не пов'язаної з розподілом електричної енергії, дохід від небалансу ТВЕ, прибуток від надання послуг комерційного обліку електричної енергії та інші джерела відповідно до вимог чинного законодавства.</p>
<p>2.8. Оператор системи розподілу формує ІП відповідно до розділів, визначених цим Порядком, із зазначенням обсягу фінансування по кожному з розділів (без урахування податку на додану вартість (далі - ПДВ)). ІП має містити:</p> <p>...</p> <p>3) детальний перелік заходів ІП, запланованих до виконання на прогностичний період, з урахуванням наскрізної пріоритизації заходів у межах розділів ІП, з розбивкою на етапи (квартали) з фінансуванням відповідно до планових квартальних обсягів надходжень коштів. При визначенні пріоритизації заходів необхідно враховувати те, що пріоритетнішим є захід, виконання якого є важливішим та/або має більший вплив на забезпечення підвищення рівня надійності, безпеки, економічності, зниження технологічних витрат електричної енергії та поліпшення якості надання послуг з розподілу електричної енергії, та не враховувати заходи зі створення трансформаторної потужності для реалізації стандартних приєднань, що включаються до ІП без зазначення конкретного місця встановлення (згідно з типовими проектами за відповідними потужностями з урахуванням статистичних даних тощо);</p> <p>...</p>	<p>3) детальний перелік заходів ІП, запланованих до виконання на прогностичний період, з урахуванням наскрізної пріоритизації заходів у межах розділів ІП, <b>що повинна відповідати пріоритизації заходів у відповідному ПРСР</b>, з розбивкою на етапи (квартали) з фінансуванням відповідно до планових квартальних обсягів надходжень коштів. При визначенні пріоритизації заходів необхідно враховувати те, що пріоритетнішим є захід, виконання якого є важливішим та/або має більший вплив на забезпечення підвищення рівня надійності, безпеки, економічності, зниження технологічних витрат електричної енергії та поліпшення якості надання послуг з розподілу електричної енергії, та не враховувати заходи зі створення трансформаторної потужності для реалізації стандартних приєднань, що включаються до ІП без зазначення конкретного місця встановлення (згідно з типовими проектами за відповідними потужностями з урахуванням статистичних даних тощо);</p>
<p>2.9. Пояснювальна записка до ІП повинна бути структурованою, сформованою відповідно до вимог цього Порядку та складатись із вступу та детального опису кожного заходу у розрізі розділів ІП.</p>	
<p>2.9.1. Вступ повинен містити:</p> <p>...</p>	

2.9.2. Детальний опис кожного заходу у розрізі розділів III має бути оформлений у вигляді таблиці 7 додатка 2 до цього Порядку та містити, зокрема, таку інформацію:

...

8) опис робіт із зазначенням фізичних обсягів та вартості, що заплановані до виконання у прогностному періоді, та основних техніко-економічних показників проєктів (із зазначенням, зокрема, типу та кількості основного обладнання та матеріалів, що плануються до заміни/встановлення). По заходах, що передбачають демонтаж обладнання/матеріалів, необхідно зазначити інформацію щодо кількості обладнання/матеріалів, що підлягає демонтажу згідно з актами технічного стану, відповідно до розробленої проєктно-кошторисної документації та кількості обладнання/матеріалів, що пропонується до встановлення на заміну демонтованих, із зазначенням інформації щодо подальшого застосування обладнання, що демонтується з причин, не пов'язаних із незадовільним технічним станом. По заходах, що мають перехідний характер, також зазначаються етапи виконання (план-графік, діаграма Ганта), фізичні обсяги та фінансування по роках із урахуванням фактичного виконання). Для заходів III також зазначаються відповідні цілі та показники (індикатори), що будуть досягнуті за результатом їх виконання, та орієнтовний термін проведення відповідної процедури закупівлі;

9) опис та розрахунок запланованого економічного ефекту від впровадження заходу (робіт) III.

8) опис робіт із зазначенням фізичних обсягів та вартості, що заплановані до виконання у прогностному періоді, та основних техніко-економічних показників проєктів (із зазначенням, зокрема, типу та кількості основного обладнання та матеріалів, що плануються до заміни/встановлення). По заходах, що передбачають демонтаж обладнання/матеріалів, необхідно зазначити інформацію щодо кількості обладнання/матеріалів, що підлягає демонтажу згідно з актами технічного стану, відповідно до розробленої проєктно-кошторисної документації та кількості обладнання/матеріалів, що пропонується до встановлення на заміну демонтованих, із зазначенням інформації щодо подальшого застосування обладнання, що демонтується з причин, не пов'язаних із незадовільним технічним станом. **При цьому по заходах III, що передбачають демонтаж обладнання/матеріалів, необхідно зазначити інформацію щодо плану виведення відповідних активів з регуляторного обліку.** По заходах, що мають перехідний характер, також зазначаються етапи виконання (план-графік, діаграма Ганта), фізичні обсяги та фінансування по роках із урахуванням фактичного виконання). ~~Для заходів III також зазначаються відповідні цілі та показники (індикатори), що будуть досягнуті за результатом їх виконання, та орієнтовний термін проведення відповідної процедури закупівлі;~~

**9) для окремих заходів III також зазначаються відповідні цілі та показники (індикатори), що будуть досягнуті за результатом їх виконання, та орієнтовний термін проведення відповідної процедури закупівлі;**

**10) опис та розрахунок запланованого економічного ефекту від впровадження заходу (робіт) III.**



<p>2.10. Оператор системи розподілу додає до кожного заходу ІІ обґрунтовуючі матеріали, що, зокрема мають містити:</p> <p>1) проектно-кошторисну документацію з виконання відповідних робіт, розроблену та затверджену відповідно до вимог чинного законодавства. При цьому обсяги робіт та ресурсів (матеріалів, обладнання тощо) у кошторисній документації повинні бути підтверджені відповідними обсягами у затвердженій проектній частині;</p> <p>...</p> <p>4) акти, експертні звіти (висновки) щодо необхідності заміни відповідного обладнання, програмних засобів, технічні паспорти, протоколи замірів (акти, відомості тощо), протоколи випробувань та вимірювань, відповідні технічні завдання на проектування, затверджені в установленому порядку із зазначенням стадії проектування (ТЕО, проект, робочий проект тощо), та інші матеріали;</p> <p>...</p>	<p>2.10. Оператор системи розподілу додає до кожного заходу ІІ обґрунтовуючі матеріали, що, зокрема мають містити:</p> <p>1) проектно-кошторисну документацію з виконання відповідних робіт, розроблену та затверджену відповідно до вимог чинного законодавства. При цьому обсяги робіт та ресурсів (матеріалів, обладнання тощо) у кошторисній документації повинні бути підтверджені відповідними обсягами у затвердженій проектній частині, <b>а технічні рішення, застосовані у проектно-кошторисній документації, мають відповідати технічним рішенням у відповідному ПРСР;</b></p> <p>4) акти, експертні звіти (висновки) щодо необхідності заміни відповідного обладнання, програмних засобів, технічні паспорти, протоколи замірів (акти, відомості тощо), протоколи випробувань та вимірювань, відповідні технічні завдання на проектування, затверджені в установленому порядку із зазначенням стадії проектування (ТЕО, проект, робочий проект тощо), та інші матеріали. <b>При цьому вказані обґрунтовуючі матеріали до заходу ІІ повинні відповідати обґрунтовуючим матеріалам до відповідного заходу ПРСР;</b></p>
<p>2.11. При формуванні ІІ на прогностичний період оператор системи розподілу повинен передбачити виконання перехідних заходів з попередніх періодів.</p> <p>Кількість перехідних заходів у складі ІІ може бути, як правило, не більше трьох, за виключенням заходів, виконання яких протягом прогностичного періоду є неможливим через режимні обмеження, що підтверджується наданням відповідних документів та розрахунків.</p>	<p>2.11. При формуванні ІІ на прогностичний період оператор системи розподілу повинен передбачити виконання перехідних заходів з попередніх періодів.</p> <p>Кількість перехідних заходів, <b>початком виконання яких є прогностичний період</b>, у складі ІІ може бути, як правило, не більше трьох, за виключенням заходів, виконання яких протягом прогностичного</p>

		періоду є неможливим через режимні обмеження, що підтверджується наданням відповідних документів та розрахунків.
...		
<p>2.14. Оператор системи розподілу повинен здійснювати планування фінансування розділів III з урахуванням, зокрема, необхідності забезпечення належного рівня якості, безпеки та надійності надання послуг з розподілу електричної енергії на довгостроковий період, підвищення енергоефективності розподільних електричних мереж, з урахуванням вимог Закону України "Про енергетичну ефективність", управління попитом та можливостей використання розподіленої генерації, забезпечення кібербезпеки об'єктів системи розподілу, а також доцільності, необхідності та можливості використання установок зберігання енергії.</p> <p>Під час розробки проектно-кошторисної документації з нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення електричних мереж оператор системи розподілу зобов'язаний визначати характеристики технічних засобів на вводі об'єкта побутового споживача, що обмежують розподіл електричної енергії споживачу у межах дозволеної до використання (договірної) потужності електроустановки, але не нижче величини, визначеної діючими Державними будівельними нормами "Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення".</p>	<p>2.14. Оператор системи розподілу повинен здійснювати планування фінансування розділів III з урахуванням, зокрема, необхідності забезпечення належного рівня якості, безпеки та надійності надання послуг з розподілу електричної енергії на довгостроковий період, підвищення енергоефективності розподільних електричних мереж, з урахуванням вимог Закону України "Про енергетичну ефективність", <b>впровадження та розвитку «розумних мереж»</b>, управління попитом та можливостей використання розподіленої генерації, забезпечення кібербезпеки об'єктів системи розподілу, а також доцільності, необхідності та можливості використання установок зберігання енергії.</p> <p>Під час розробки проектно-кошторисної документації з нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення електричних мереж оператор системи розподілу зобов'язаний визначати характеристики технічних засобів на вводі об'єкта побутового споживача, що обмежують розподіл електричної енергії споживачу у межах дозволеної до використання (договірної) потужності електроустановки, але не нижче величини, визначеної діючими Державними будівельними нормами "Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення".</p>	
...		
<p>2.20. Заходи, що передбачають закупівлю та впровадження програмного забезпечення (далі - ПЗ), придбання прав (ліцензій) на користування програмним забезпеченням можуть бути включені до III за умови, якщо:</p> <p>платіж за використання ПЗ (прав користування ним) є одноразовим, а ліцензія є безстроковою або довгостроковою (строк використання не менше 1 року) та враховується як нематеріальний актив або у складі вартості основних засобів;</p>	<p>2.20. Заходи, що передбачають закупівлю та впровадження програмного забезпечення (далі - ПЗ), придбання прав (ліцензій) на користування програмним забезпеченням можуть бути включені до III за умови, якщо:</p> <p>платіж за використання ПЗ (прав користування ним) є одноразовим, а ліцензія є безстроковою або довгостроковою (строк використання не менше 1 року) та враховується як нематеріальний актив або у складі вартості основних засобів;</p>	

<p>на вже використовуване ПЗ встановлюється за доплату оновлена версія ПЗ або здійснюється його поліпшення (модернізація) за умови збільшення його капіталізації;</p> <p>закупівля ПЗ здійснюється як невід'ємна складова частина обладнання;</p> <p>строк (термін) корисного використання програми (ліцензії) становить не менше одного операційного циклу (1 року) (за виключенням заходів кібербезпеки) та програма (ліцензія) враховується як нематеріальний актив або у складі вартості основних засобів;</p> <p>нове впровадження взамін існуючого ПЗ здійснюється не частіше ніж 1 раз на 5 років, за виключенням випадків припинення підтримки ПЗ виробником.</p> <p>До ІІІ оператора системи розподілу не можуть бути включені такі заходи: хмарні рішення (послуги), консалтингові послуги, технічна підтримка, послуги інтернету, послуги з оренди каналів зв'язку, підтримка доменного імені, ремонтні роботи для обслуговування обчислювальних потужностей, комплектуючі для ремонту існуючої техніки, послуги підписки на використання ПЗ (за виключенням заходів кібербезпеки) тощо.</p>	<p>на вже використовуване ПЗ встановлюється за доплату оновлена версія ПЗ або здійснюється його поліпшення (модернізація) за умови збільшення його капіталізації;</p> <p>закупівля ПЗ здійснюється як невід'ємна складова частина обладнання;</p> <p>строк (термін) корисного використання програми (ліцензії) становить не менше одного операційного циклу (1 року) (за виключенням заходів кібербезпеки) та програма (ліцензія) враховується як нематеріальний актив або у складі вартості основних засобів;</p> <p>нове впровадження взамін існуючого ПЗ здійснюється не частіше ніж 1 раз на 5 років, за виключенням випадків припинення підтримки ПЗ виробником.</p> <p>До ІІІ оператора системи розподілу <b>за рахунок основних джерел фінансування</b> не можуть бути включені такі заходи: хмарні рішення (послуги), консалтингові послуги, технічна підтримка, послуги інтернету, послуги з оренди каналів зв'язку, підтримка доменного імені, ремонтні роботи для обслуговування обчислювальних потужностей, комплектуючі для ремонту існуючої техніки, послуги підписки на використання ПЗ (за виключенням заходів кібербезпеки) тощо.</p>
...	
<b>3. Порядок розгляду та схвалення ПРСР та ІІІ</b>	
...	
<p>3.4. Подані оператором системи розподілу протягом 10 робочих днів відповідні пропозиції, додаткові пояснення та обґрунтування до ПРСР/ІІІ, з урахуванням наданих Регулятором зауважень та пропозицій, повторно розглядаються Регулятором.</p>	<p>3.4. Подані оператором системи розподілу протягом 10 робочих днів відповідні пропозиції, додаткові пояснення та обґрунтування до ПРСР/ІІІ, з урахуванням наданих Регулятором зауважень та пропозицій, повторно розглядаються Регулятором.</p> <p><b>У разі виникнення необхідності внесення змін до переліку заходів ПРСР/ІІІ за результатом опрацювання оператором системи розподілу зауважень та пропозицій Регулятора до поданих ПРСР/ІІІ, оператор системи розподілу подає на розгляд</b></p>

		<p>Регулятору доопрацьований примірник ПРСР/ІІ, оформлений, погоджений та обґрунтований з урахуванням вимог КСР та цього Порядку.</p>
...		
	<p>3.11. При виникненні потреби у виконанні робіт у зв'язку з особливими обставинами, яких оператор системи розподілу не міг передбачити, у тому числі робіт, пов'язаних з ліквідацією наслідків надзвичайних ситуацій, оператор системи розподілу має право за власною ініціативою, як правило, протягом місяця за підсумками першого та другого кварталу та/або не пізніше 30 вересня прогнозного періоду звернутися до Регулятора з пропозицією щодо внесення змін до схвалених ПРСР/ІІ, оформлених та обґрунтованих відповідно до вимог цього Порядку.</p> <p>Зміни до ПРСР/ІІ оператор системи розподілу подає Регулятору за формами, наведеними у додатках 5 та 6 до цього Порядку відповідно.</p> <p>Регулятор розглядає зміни до ПРСР та ІІ на загальних підставах відповідно до визначеної цим Порядком процедури розгляду та схвалення ПРСР/ІІ. При цьому пояснювальна записка до запропонованих змін, зокрема, повинна містити обґрунтування необхідності коригування заходів, виключення та включення додаткових заходів до схвалених ПРСР/ІІ.</p>	<p>3.11. При виникненні <b>особливих обставин</b>, яких оператор системи розподілу не міг передбачити (пов'язаних з усуненням наслідків, <b>що виникли в результаті форс-мажорних обставин, необхідністю виконання робіт для забезпечення стійкості роботи об'єднаної енергетичної системи України, режимними обмеженнями, обґрунтованою зміною технічних рішень, виникненням економії внаслідок виконання заходів та у разі збільшення/доповнення визначених джерел фінансування</b>), оператор системи розподілу має право за власною ініціативою, як правило, протягом місяця за підсумками першого та другого кварталу та/або не пізніше 30 вересня прогнозного періоду звернутися до Регулятора з пропозицією щодо внесення змін до схвалених ПРСР/ІІ, оформлених та обґрунтованих відповідно до вимог цього Порядку, <b>з наданням відповідних висновків, розрахунків та інших документів, що підтверджують факт виникнення таких обставин. При цьому, у разі необхідності зміни переліку заходів ПРСР/ІІ оператор системи розподілу повинен дотримуватись пріоритетзації, що визначена у схвалених ПРСР/ІІ.</b></p> <p>Зміни до ПРСР/ІІ оператор системи розподілу подає Регулятору за формами, наведеними у додатках 5 та 6 до цього Порядку відповідно.</p> <p>Регулятор розглядає зміни до ПРСР та ІІ на загальних підставах відповідно до визначеної цим Порядком процедури розгляду та схвалення ПРСР/ІІ. При цьому пояснювальна записка до запропонованих змін, зокрема, повинна містити обґрунтування необхідності коригування заходів, виключення та включення додаткових заходів до схвалених ПРСР/ІІ.</p>

Питання про внесення змін до ПРСР/ІП Регулятор розглядає на засіданнях, які проводяться у формі відкритих слухань.	Питання про внесення змін до ПРСР/ІП Регулятор розглядає на засіданнях, які проводяться у формі відкритих слухань.
<b>4. Виконання ІІІ</b>	
...	
<p>4.2. Виконаними вважаються заходи ІІІ, щодо яких здійснено повне фінансування та активи по яких введені в експлуатацію у термін до 31 грудня прогнозного періоду відповідної ІІІ, що підтверджено такими документами:</p> <p>1) для матеріальних активів (у тому числі інших необоротних матеріальних активів):  акт введення в експлуатацію основних засобів;  акт готовності об'єкта електроенергетики до експлуатації технічно переоснащених або заміненних складових частин об'єктів електричних мереж;</p> <p>2) для нематеріальних активів:  акт введення в господарський оборот об'єкта права інтелектуальної власності у складі нематеріальних активів.</p> <p>Заходи з розробки проектно-кошторисної документації вважаються виконаними протягом прогнозного періоду, якщо за результатами їх виконання складено акт приймання-передачі виконаної проектно-кошторисної документації на об'єкт у термін до 31 грудня цього періоду та щодо яких здійснено повне фінансування.</p> <p>Оператори систем розподілу мають виконувати заходи ІІІ з дотриманням вимог законодавства у сфері регулювання містобудівної діяльності.</p> <p>Перехідні заходи ІІІ вважаються виконаними протягом прогнозного періоду, якщо за результатами їх виконання складено акти виконаних робіт та/або акти приймання-передачі, здійснено</p>	<p><b>4.2. Виконаними вважаються заходи ІІІ, по яких підтверджено досягнення цілей та показників (індикаторів), що були визначені у відповідній пояснювальній записці при їх схваленні у ІІІ, щодо яких здійснено повне фінансування та активи по яких введені в експлуатацію у термін до 31 грудня прогнозного періоду відповідної ІІІ, що підтверджено такими документами:</b></p> <p>1) для матеріальних активів (у тому числі інших необоротних матеріальних активів):  акт введення в експлуатацію основних засобів;  акт готовності об'єкта електроенергетики до експлуатації технічно переоснащених або заміненних складових частин об'єктів електричних мереж;</p> <p>2) для нематеріальних активів:  акт введення в господарський оборот об'єкта права інтелектуальної власності у складі нематеріальних активів.</p> <p>Заходи з розробки проектно-кошторисної документації вважаються виконаними протягом прогнозного періоду, якщо за результатами їх виконання складено акт приймання-передачі виконаної проектно-кошторисної документації на об'єкт у термін до 31 грудня цього періоду та щодо яких здійснено повне фінансування.</p> <p>Оператори систем розподілу мають виконувати заходи ІІІ з дотриманням вимог законодавства у сфері регулювання містобудівної діяльності.</p> <p>Перехідні заходи ІІІ вважаються виконаними протягом прогнозного періоду, якщо за результатами їх виконання складено акти виконаних робіт та/або акти приймання-передачі, здійснено</p>

<p>оплату відповідно до цих актів на умовах, передбачених схваленою ІІІ.</p> <p>По заходах ІІІ, до складу яких входить виконання декількох однакових складових, слід розглядати виконання кожної окремої складової як окремого заходу в межах пункту схваленої ІІІ, з урахуванням досягнення цілей та показників (індикаторів), що були визначені у відповідній пояснювальній записці при їх схваленні у ІІІ.</p>	<p>оплату відповідно до цих актів на умовах, передбачених схваленою ІІІ.</p> <p>По заходах ІІІ, до складу яких входить виконання декількох однакових складових, слід розглядати виконання кожної окремої складової як окремого заходу в межах пункту схваленої ІІІ, з урахуванням досягнення цілей та показників (індикаторів), що були визначені у відповідній пояснювальній записці при їх схваленні у ІІІ.</p>
...	
<b>5. Порядок подання звітів щодо виконання ПРСР та ІІІ</b>	
...	
<b>Додаток 1</b>	
	<b>Викласти в новій редакції</b>
<b>Додаток 2</b>	
	<b>Викласти в новій редакції</b>
<b>Додаток 3</b>	
Таблиця «Загальна інформація»	У назві таблиці «Загальна інформація» слово «затвердження» замінити словом «схвалення»
Таблиця 2	Таблицю 2 викласти в новій редакції
<b>Додаток 4</b>	
Таблиця «Загальна інформація»	У назві таблиці «Загальна інформація» слово «затвердження» замінити словом «схвалення»
<b>Додаток 5</b>	
Таблиця 1	<p>Рядок 9 графи «Статті джерел фінансування*, тис. грн. (без ПДВ)» викласти в такій редакції: «Залучені кошти (розшифрувати)»;</p> <p>Рядки 9.1 – 9.3 Таблиці 1 виключити</p>
Таблиця 3	В примітках до Таблиці 3 слова та знаки «власні кошти, інші (розшифрувати), залучені кошти (кредити, фінансова допомога,

		<b>інші (розшифрувати)» замінити словами та знаками «інші (розшифрувати), залучені кошти (розшифрувати)»</b>
--	--	--