

ЗАТВЕРДЖЕНО
Постанова Національної
комісії, що здійснює державне
регулювання у сферах
енергетики та комунальних послуг
04 вересня 2018 року № 955
(у редакції постанови НКРЕКП
від 14.03.2023 № 449)

Порядок розроблення та подання на затвердження планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу

1. Загальні положення

1.1. Цей Порядок поширюється на суб'єктів господарювання, які отримали або мають намір отримати ліцензію на провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії (далі – оператори системи розподілу), та установлює процедуру формування, подання, розгляду, схвалення та виконання планів розвитку систем розподілу (далі – ПРСР) та інвестиційних програм (далі – ІП) операторів систем розподілу.

1.2. У цьому Порядку терміни вживаються в таких значеннях:

базовий період – період дії ІП, який передуює прогнозному періоду ІП, тривалістю, як правило, календарний рік;

захід ІП – належним чином обґрунтована, запланована до виконання закупівля товарів та робіт протягом прогнозного періоду ІП (календарний рік), що пов'язана з провадженням оператором системи розподілу господарської діяльності з розподілу електричної енергії;

звітний період – період дії ІП, за який оператор системи розподілу звітує про виконання ІП (щокварталу наростаючим підсумком та за підсумками календарного року);

інвестиційна програма (ІП) – оформлені з урахуванням вимог цього Порядку зобов'язання оператора системи розподілу щодо виконання у визначені терміни та за рахунок відповідних джерел фінансування комплексу заходів ІП, спрямованих, зокрема, на підвищення рівня надійності, безпеки, економічності та забезпечення ефективного функціонування активів оператора системи розподілу; розвиток системи розподілу; поліпшення якості надання послуг з розподілу електричної енергії; зниження технологічних витрат електричної енергії;

перехідний захід ІП – запланований до виконання захід ІП, що виконується протягом двох або більше років, та пов'язаний з обґрунтованою оператором системи розподілу необхідністю виконання заходу ІП етапами;

план розвитку системи розподілу (ПРСР) – документ, який містить необхідні прогностичні обсяги нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення системи розподілу відповідного оператора системи розподілу на наступні 5 календарних років, розроблений з урахуванням Плану розвитку системи передачі на наступні 10 років, та визначає потребу в майбутніх інвестиціях та план виконання відповідних заходів для забезпечення енергоефективності та надійності функціонування системи розподілу з дотриманням установлених показників якості надання послуг з розподілу електричної енергії;

прогностичний період ПРСР – п'ятирічний період, протягом якого оператор системи розподілу планує розвиток системи розподілу;

прогностичний період ІП (далі – прогностичний період) – період, протягом якого оператор системи розподілу зобов'язаний виконати заходи ІП (як правило, перший календарний рік прогностичного періоду ПРСР).

Інші терміни, що використовуються в цьому Порядку, вживаються у значеннях, наведених у Законі України «Про ринок електричної енергії», Кодексі систем розподілу, затвердженому постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 310 (далі – КСР).

1.3. Оператор системи розподілу зобов'язаний використовувати кошти, визначені як джерело фінансування ІП, виключно на її виконання відповідно до графіка виконання заходів по кварталах, визначеного ІП.

1.4. Розгляду питання про схвалення ПРСР та ІП передують їх відкриті обговорення на місцях згідно з Порядком проведення відкритого обговорення проектів рішень Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, затвердженим постановою НКРЕКП від 30 червня 2017 року № 866.

1.5. Регулятор приймає рішення про схвалення ПРСР та ІП або внесення змін до них на засіданні, що проводиться у формі відкритого слухання, після розгляду та опрацювання Регулятором ПРСР та ІП або запропонованих змін до них та поданих матеріалів згідно з вимогами цього Порядку.

2. Вимоги до ПРСР та ІП

2.1. Оператор системи розподілу розробляє ПРСР з дотриманням вимог розділу ІІІ КСР, цього Порядку, протоколів нарад Регулятора щодо підходів до формування ПРСР на відповідний прогностичний період ПРСР та подає його Регулятору за формою, наведеною в додатку 1 до цього Порядку.

2.2. ПРСР має містити, зокрема:

1) інформацію про обладнання оператора системи розподілу щодо показників SAIDI на початок базового періоду з урахуванням даних форми звітності № 11-НКРЕКП-якість-розподіл (квартальна) «Звіт щодо показників надійності електропостачання», затвердженої постановою НКРЕКП від 12 червня 2018 року № 374, відсортовану за показником SAIDI від найвищого до найнижчого, з визначенням переліку заходів для виконання цільового завдання щодо досягнення показника SAIDI у першому році прогнозного періоду ПРСР, розрахованого відповідно до Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 05 жовтня 2018 року № 1175;

2) запланований для виконання впродовж прогнозного періоду ПРСР перелік заходів з урахуванням інформації, визначеної в підпункті 1 цього пункту, та з урахуванням заходів з підвищення енергоефективності, передбачених Законом України «Про енергетичну ефективність»;

3) інформацію щодо проектно-вишукувальних та будівельно-монтажних робіт для заходів, зазначених у підпункті 2 цього пункту (будівельно-монтажні роботи, як правило, виконуються в наступному році після проектно-вишукувальних робіт);

4) перелік та технічні дані основного обладнання трансформаторних підстанцій 20 кВ та вище;

5) перелік заходів щодо підвищення рівня напруги;

б) пояснювальну записку з обґрунтуванням необхідності проведення робіт по кожному розділу ПРСР, яка, у тому числі, повинна містити:

мету, обґрунтування необхідності та доцільності виконання запланованих заходів (робіт) у прогнозному періоді ПРСР;

посилання на нормативно-правові акти, які регламентують необхідність виконання таких заходів (робіт);

інформацію про схвалену, затверджену, погоджену належним чином проектно-кошторисну документацію (за наявності);

інформацію щодо проведення експертизи проектно-кошторисної документації (за наявності);

інформацію щодо заходів (робіт) із зазначенням їх етапів (обсягів) виконання, що заплановані до виконання у прогнозному періоді ПРСР (по заходах, що мають перехідний характер, зазначаються етапи (обсяги) виконання за роками із урахуванням фактичного виконання).

2.3. Інформація в ПРСР, ІІ та звітах щодо їх виконання, викладена у числовому форматі, зазначається з точністю до двох цифр після коми, а якщо

ціла частина числа дорівнює нулю, з точністю до двох значущих цифр після коми.

2.4. До ПРСР (як правило, для заходів першого року прогнозного періоду ПРСР) додаються відповідні обґрунтовуючі матеріали, що, зокрема, можуть містити акти, експертні звіти (висновки) щодо необхідності заміни відповідного обладнання, технічні паспорти, протоколи замірів (акти, відомості тощо), проектну документацію.

2.5. Оператор системи розподілу розробляє ІІ з урахуванням відповідного ПРСР, згідно з вимогами цього Порядку та протоколів нарад Регулятора щодо підходів до формування ІІ на відповідний прогнозний період, та подає її Регулятору за формою, наведеною в додатку 2 до цього Порядку відповідно до затвердженого Регулятором графіка.

2.6. Неподання або подання оператором системи розподілу ПРСР та/або ІІ, що не відповідають вимогам цього Порядку та інших нормативно-правових актів, є порушенням Ліцензійних умов провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 27 грудня 2017 року № 1470.

2.7. Оператор системи розподілу формує джерела фінансування ПРСР та ІІ з таких статей:

амортизація;
прибуток на виробничі інвестиції або прибуток (обов'язкові реінвестиції);
запланований обсяг надходжень за перетоки реактивної електричної енергії;
частина від запланованого на прогнозний період обсягу прибутку, пов'язаного зі зменшенням фактичних технологічних витрат електричної енергії (для ліцензіатів, 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 прогнозом ціною закупівлі технологічних витрат електричної енергії у прогнозному періоді. Фактичний баланс електричної енергії попереднього періоду розраховується відповідно до фактичних даних, наданих у формі звітності № 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 № 282, за друге півріччя року, який передуює базовому, та перше півріччя базового року (далі – дохід від небалансу ТВЕ).

Додатковими джерелами фінансування 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 електричної енергії, дохід від небалансу ТВЕ та інші джерела відповідно до вимог чинного законодавства.

2.8. Оператор системи розподілу формує ІІ відповідно до розділів, визначених цим Порядком, із зазначенням обсягу фінансування по кожному з розділів (без урахування податку на додану вартість (далі – ПДВ)). ІІ має містити:

1) інформацію про прогнозний загальний техніко-економічний стан оператора системи розподілу на дату закінчення чинної ІІ з урахуванням виконання її заходів;

2) загальний перелік заходів по кожному розділу ІІ, запланованих на прогнозний період;

3) детальний перелік заходів ІІ, запланованих до виконання на прогнозний період, з урахуванням наскрізної пріоритезації заходів у межах розділів ІІ, з розбивкою на етапи (квартали) з фінансуванням відповідно до планових квартальних обсягів надходжень коштів. При визначенні пріоритезації 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 ІІ без зазначення конкретного місця встановлення (згідно з типовими проектами, блочно за відповідними потужностями з урахуванням статистичних даних тощо);

4) пояснювальну записку з обґрунтуванням необхідності виконання заходів по кожному розділу ІІ;

5) джерела фінансування ІІ;

6) прогноз оператора системи розподілу щодо зниження технологічних витрат та втрат електричної енергії за результатами реалізації ІІ.

2.9. Пояснювальна записка до ІІ повинна бути структурованою, сформованою відповідно до вимог цього Порядку та складатись із вступу та детального опису кожного заходу у розрізі розділів ІІ.

2.9.1. Вступ повинен містити:

1) інформацію про проведення відкритого обговорення на місцях з посиланням на відповідний протокол, щодо відповідності заходів ІІ поданому ПРСР та розробленому Плану заходів щодо підвищення достовірності даних для здійснення моніторингу якості послуг тощо;

2) інформацію (фактичні та заплановані рівні показників) щодо якості електропостачання (комерційна якість послуг, надійність (безперервність) та якість електричної енергії) та заходів, направлених на її підвищення, із зазначенням місць розміщення пристроїв фіксації/аналізу показників якості електричної енергії та планів щодо їх встановлення;

3) інформацію щодо технологічних порушень, що виникли протягом останніх трьох років на обладнанні оператора системи розподілу в мережах 35 кВ та вище та не усунуті станом на момент подання ІІІ на прогностичний період, із зазначенням організаційних причин виникнення зазначених порушень, зокрема внаслідок помилкових дій персоналу. При цьому зазначаються заплановані до виконання роботи, зокрема заходи ІІІ на прогностичний період;

4) інформацію щодо переліку об'єктів електромереж оператора системи розподілу з найбільшими показниками SAIDI з урахуванням вимог, визначених у цій главі, відсортовану за показником SAIDI від найвищого до найнижчого, з визначенням переліку заходів та термінів їх виконання для забезпечення зниження цих показників;

5) інформацію щодо фактичних та прогностичних витрат електричної енергії в системі розподілу та заходів, направлених на їх зниження, за результатами реалізації ІІІ;

6) інформацію щодо результатів виконання заходів на підставі розроблених у попередні періоди ТЕО (у тому числі з підвищення енергоефективності роботи розподільчих мереж/компенсації реактивної потужності) та заплановані заходи щодо подальшої їх реалізації з детальним графіком виконання цих заходів;

7) інформацію щодо виконання оператором системи розподілу заходів у частині забезпечення необхідного рівня потужності кінцевих користувачів, з урахуванням створення резерву потужності для забезпечення перспективного зростання споживання відповідно до вимог чинних нормативних документів, зокрема ДБН, та заплановані заходи щодо подальшої їх реалізації з графіком виконання цих заходів;

8) інформацію щодо впровадження, розвитку та модернізації вузлів та автоматизованих систем комерційного обліку електричної енергії оператора системи розподілу;

9) визначення загальних критеріїв пріоритезації заходів для включення до ІІІ;

10) інформацію щодо заходів, що передбачають підвищення рівня середньої напруги.

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

1) назву та порядковий номер заходу ІІ відповідно до таблиці 6 додатка 2 до цього Порядку. Назва заходу ІІ повинна відповідати розробленій проектно-кошторисній документації (за наявності) та має містити характер дій, що плануються до виконання (будівництво, реконструкція, технічне переоснащення, розроблення проектно-кошторисної документації, улаштування, встановлення тощо);

2) характер робіт, що плануються до виконання (будівництво, реконструкція, технічне переоснащення, розроблення проектно-кошторисної документації, закупівля тощо), та запланований термін виконання цього заходу;

3) пріоритетність заходу в межах розділу ІІ із зазначенням основних критеріїв її визначення;

4) посилання на сторінку та пункт схваленого ПРСР, Плану заходів щодо підвищення достовірності даних для здійснення моніторингу якості послуг та інші документи (концепції, програми, плани, нормативно-правові акти тощо), що передбачають виконання заходу;

5) 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 включається до ІІ, тощо;

технічне завдання на проектування, затверджене в установленому порядку; схвалено, затверджену, погоджену належним чином проектно-кошторисну документацію та відповідний наказ про її затвердження;

експертний висновок щодо розгляду проектно-кошторисної документації;

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

7) обґрунтування необхідності та доцільності виконання заходу ІІ із зазначенням очікуваного результату виконання цього заходу. До заходів ІІ, за

необхідності, мають бути додані схемні рішення, інші графічні та табличні матеріали, що підтверджують необхідність та доцільність виконання заходу;

8) опис робіт із зазначенням фізичних обсягів та вартості, що заплановані до виконання у прогнозному 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);

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

2.10. Оператор системи розподілу додає до кожного заходу ІІІ обґрунтовуючі матеріали, що, зокрема мають містити:

1) проєктно-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 проєктній частині;

2) експертні висновки щодо розгляду проєктно-кошторисної документації відповідно до вимог чинного законодавства;

3) накази про затвердження відповідної проєктно-кошторисної документації;

4) акти, експертні звіти (висновки) щодо необхідності заміни відповідного обладнання, технічні паспорти, протоколи замірів (акти, відомості тощо), протоколи випробувань та вимірювань, відповідні технічні завдання на проєктування, затверджені в установленому порядку із зазначенням стадії проєктування (ТЕО, проєкт, робочий проєкт тощо), та інші матеріали;

5) цінові (комерційні) пропозиції (прайси) виробників або їх офіційних представників в Україні, результати публічної закупівлі;

б) відповідні програми/концепції розвитку, що містять перелік запланованих за роками заходів.

2.11. При формуванні ІП на прогностичний період оператор системи розподілу повинен передбачити виконання перехідних заходів з попередніх періодів.

Кількість перехідних заходів у складі ІП 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.

2.12. Оператор системи розподілу може передбачити в ІП кошти для розробки проєктів на виконання робіт, що заплановані до реалізації, як правило, в наступному календарному році. Вартість проєктно-вишукувальних робіт визначається відповідно до чинних нормативно-правових актів та кошторисів на виконання цих проєктно-вишукувальних робіт.

2.13. Оператор системи розподілу визначає обсяги інвестицій виходячи з технічного стану основних фондів, підтвердженого технічним оглядом та відповідною технічною документацією, та інших активів оператора системи розподілу, принципів економічної доцільності запровадження відповідних заходів, а також з урахуванням впливів цих заходів на рівень тарифів на розподіл електричної енергії.

2.14. Оператор системи розподілу повинен здійснювати планування фінансування розділів ІП з урахуванням, зокрема, необхідності забезпечення належного рівня якості, безпеки та надійності електропостачання 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.

Під час розробки проєктно-кошторисної документації з будівництва 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».

2.15. Заходи з проектування нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення електричних мереж 0,38 – 20 кВ мають бути включені до складу заходів ІП зі строком виконання I – III квартали прогностичного періоду та виконуватись відповідно до зазначених термінів.

2.16. Заходи зі створення трансформаторної потужності рівня напруги 20, 10(6)/0,4 кВ для реалізації стандартних приєднань (якщо ця потужність не є складовою лінійної частини окремого приєднання) можуть бути включені до ІІ та виконуватись згідно з вимогами цього Порядку незалежно від джерел фінансування відповідних заходів.

2.17. Заходи з будівництва (нового будівництва, реконструкції, технічного переоснащення) об'єктів оператора системи розподілу можуть бути включені до ІІ за наявності необхідних обґрунтовуючих матеріалів відповідно до пункту 2.10 цієї глави, зокрема проектно-кошторисної документації, розробленої відповідно до вимог чинних нормативно-правових актів і затвердженої в установленому порядку.

2.18. Ціни закупівель, що застосовує оператор системи розподілу при формуванні ІІ, є орієнтовними. Остаточна ціна закупівель визначається оператором системи розподілу на конкурентних засадах відповідно до вимог чинного законодавства про здійснення закупівель.

2.19. Регулятор здійснює розгляд та схвалення заходів ІІ за розділами: впровадження та розвиток комерційного обліку електричної енергії; впровадження та розвиток автоматизованих систем диспетчерського управління (АСДУ); впровадження та розвиток інформаційних технологій; впровадження та розвиток систем зв'язку за наявності таких документів:

відповідних розділів у ПРСР, що містять переліки запланованих за роками заходів та проектів (у тому числі заходів з кібербезпеки);

проектно-кошторисної документації з виконання відповідних робіт, розробленої та затвердженої 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;

наказів про затвердження відповідної проектно-кошторисної документації; експертних висновків щодо розгляду проектно-кошторисної документації відповідно до вимог чинного законодавства;

дефектних актів, експертних звітів щодо необхідності заміни або модернізації відповідного обладнання та програмних засобів, відповідних технічних завдань на проектування;

результатів публічних закупівель, цінових (комерційних) пропозицій (прайсів) виробників або їх офіційних представників в Україні з указанням каталожних номерів відповідного обладнання та програмного забезпечення;

технічного завдання на впровадження та модернізацію автоматизованої системи комерційного обліку електричної енергії операторів систем розподілу, а також програму модернізації вузлів обліку електричної енергії по точках комерційного обліку всіх типів, по яких оператор системи розподілу є стороною,

відповідальною за точку комерційного обліку, які погоджені Адміністратором комерційного обліку (НЕК «Укренерго»).

2.20. Заходи, що передбачають закупівлю та впровадження програмного забезпечення (далі – ПЗ), придбання прав (ліцензій) на користування програмним забезпеченням можуть бути включені до ІП за умови, якщо:

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;

на вже використовуване ПЗ встановлюється за доплату оновлена версія ПЗ або здійснюється його поліпшення (модернізація) за умови збільшення його капіталізації;

закупівля ПЗ здійснюється як невід’ємна складова частина обладнання;

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;

нове впровадження взамін існуючого ПЗ здійснюється не частіше ніж 1 раз на 5 років, за виключенням випадків припинення підтримки ПЗ виробником.

До ІП 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.

2.21. На титульній сторінці всіх примірників схваленої ІП оператор системи розподілу зазначає реквізити:

документа(ів), яким(и) ІП затверджена відповідно до статуту оператора системи розподілу;

постанови Регулятора, якою схвалено ІП.

Зазначені відмітки з реквізитами підписує керівник оператора системи розподілу або уповноважена ним особа та скріплює відповідною печаткою (за наявності).

2.22. Матеріали, що подає оператор системи розподілу як обґрунтування ПРСР та ІП, повинні бути оформлені та затверджені належним чином відповідно до вимог чинного законодавства.

3. Порядок розгляду та схвалення ПРСР та ІП

3.1. Оператор системи розподілу затверджує ІП у порядку, встановленому його установчими документами.

3.2. Оператор системи розподілу подає Регулятору ІІ та відповідні обґрунтовуючі матеріали, оформлені з урахуванням вимог цього Порядку, для опрацювання в електронній формі (у форматах Word, Excel, скан-копія у форматі pdf тощо) із накладенням кваліфікованого електронного підпису та/або печатки у системі електронної взаємодії (СЕВ) та на офіційну електронну адресу Регулятора, а також на електронну адресу Регулятора energo1@nerc.gov.ua.

Оператор системи розподілу подає ІІ, оформлену та обґрунтовану з урахуванням вимог цього Порядку, до центрального органу виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, та центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики.

3.3. Регулятор розглядає ПРСР/ІІ на предмет їх відповідності вимогам цього Порядку.

У разі встановлення Регулятором невідповідності ПРСР/ІІ вимогам цього Порядку в частині оформлення, затвердження та відповідного обґрунтування вони до розгляду не приймаються та повертаються на доопрацювання оператору системи розподілу.

У разі наявності зауважень та пропозицій до поданих ПРСР/ІІ Регулятор інформує про це оператора системи розподілу.

Зокрема, у разі надання оператором системи розподілу недостовірної інформації щодо обґрунтування заходу ІІ захід на вимогу Регулятора має бути виключений.

3.4. Подані оператором системи розподілу протягом 10 робочих днів відповідні пропозиції, додаткові пояснення та обґрунтування до ПРСР/ІІ, з урахуванням наданих Регулятором зауважень та пропозицій, повторно розглядаються Регулятором.

3.5. У разі встановлення Регулятором відповідності ПРСР/ІІ вимогам цього Порядку питання про їх схвалення виноситься на засідання Регулятора, що проводиться у формі відкритого слухання, у порядку, визначеному Регламентом Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, затвердженим постановою НКРЕКП від 06 грудня 2016 року № 2133.

3.6. Після прийняття рішення про схвалення ІІ обґрунтовуючі матеріали до неї, подані оператором системи розподілу, а також робочі примірники ІІ повертаються оператору системи розподілу та зберігаються в нього не менше 3 років після закінчення строку дії відповідної ІІ та мають бути надані Регулятору за його запитом для виконання покладених на нього завдань.

3.7. Якщо під час розгляду Регулятором ПРСР/ІП виникають питання, що потребують проведення експертизи, розгляд ПРСР/ІП призупиняється на період, необхідний для проведення такої експертизи, про що Регулятор письмово повідомляє оператора системи розподілу протягом 5 днів з дня прийняття Регулятором рішення щодо проведення такої експертизи.

За результатами експертизи спірні питання розглядаються на засіданні Регулятора.

3.8. У разі визнання на засіданні Регулятора, що проводиться у формі відкритого слухання, заходів ПРСР/ІП необґрунтованими ці заходи оператору системи розподілу пропонується виключити, а кошти, передбачені на їх фінансування, можуть бути за пропозицією Регулятора виключені зі структури тарифу або перерозподілені оператором системи розподілу між іншими розділами ПРСР/ІП.

3.9. Оператор системи розподілу забезпечує достовірність інформації, наданої Регулятору у складі ПРСР, ІП, звітів щодо виконання ПРСР та ІП, обґрунтовуючих матеріалів до ПРСР та ІП, а також інформації, що надається у відповідь на окремі запити Регулятора тощо.

3.10. Протягом 10 календарних днів з дня прийняття Регулятором рішення про схвалення ПРСР оператор системи розподілу подає схвалений Регулятором ПРСР в електронній формі (у файлах Word, Excel, скан-копія у форматі pdf) із накладенням кваліфікованого електронного підпису та/або печатки у системі електронної взаємодії (СЕВ) та на офіційні адреси Регулятора, центрального органу виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) у галузі електроенергетики та оператора системи передачі, а також на електронну адресу Регулятора energo3@nerc.gov.ua.

Протягом 10 календарних днів з дня прийняття Регулятором рішення про схвалення ІП оператор системи розподілу подає схвалену Регулятором ІП у електронній формі (у форматах Word, Excel, скан-копія у форматі pdf) із накладенням кваліфікованого електронного підпису та/або печатки у системі електронної взаємодії (СЕВ) та на офіційні адреси центрального апарату Регулятора, територіального органу Регулятора у відповідному регіоні, а також на електронну адресу Регулятора energo1@nerc.gov.ua.

Електронну форму схваленої Регулятором ІП оператор системи розподілу оприлюднює шляхом розміщення на своєму офіційному вебсайті в мережі Інтернет протягом 5 робочих днів з дня прийняття Регулятором рішення про схвалення ІП та зберігає на ньому протягом строку дії ІП та не менше 3 років після його закінчення.

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/ІП, оформлених та обґрунтованих відповідно до вимог цього Порядку.

Регулятор розглядає зміни до ПРСР та ІП на загальних підставах відповідно до визначеної цим Порядком процедури розгляду та схвалення ПРСР/ІП. При цьому пояснювальна записка до запропонованих змін, зокрема, повинна містити обґрунтування необхідності коригування заходів, виключення та включення додаткових заходів до схвалених ПРСР/ІП.

Питання про внесення змін до ПРСР/ІП Регулятор розглядає на засіданнях, які проводяться у формі відкритих слухань.

4. Виконання ІП

4.1. Оператор системи розподілу зобов'язаний виконувати схвалену Регулятором ІП у повному обсязі відповідно до запланованих етапів, обсягів робіт у кількісному вираженні, джерел та обсягів фінансування у вартісному вираженні, у тому числі для заходів, які мають перехідний характер.

4.2. Виконаними вважаються заходи 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:

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;

2) для нематеріальних активів:

акт введення в господарський оборот об'єкта права інтелектуальної власності у складі нематеріальних активів.

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.

Оператори систем розподілу мають виконувати заходи ІП з дотриманням вимог законодавства у сфері регулювання містобудівної діяльності.

Перехідні заходи ІІ вважаються виконаними протягом прогнозного періоду, якщо за результатами їх виконання складено акти виконаних робіт та/або акти приймання-передачі, здійснено оплату відповідно до цих актів на умовах, передбачених схваленою ІІ.

4.3. При неповному виконанні ІІ за звітний період оператор системи розподілу надалі першочергово здійснює фінансування заходів з нового будівництва, технічного переоснащення і реконструкції електричних мереж та обладнання, заходів з виконання Плану заходів щодо забезпечення достовірності даних для здійснення моніторингу якості послуг і заходів з впровадження та розвитку комерційного обліку електричної енергії з обов'язковим урахуванням пріоритетності заходів.

4.4. При зміні (збільшенні або зменшенні) вартості виконання заходів, передбачених схваленою ІІ, до 5 % оператор системи розподілу може самостійно зробити перерозподіл фінансування між цими заходами в межах одного розділу за умови незмінності фізичних обсягів цих заходів.

4.5. У випадку фактичного збільшення надходження коштів відповідно до визначених джерел фінансування ІІ або наявності інших додаткових джерел оператор системи розподілу має ініціювати процедуру внесення відповідних змін до ІІ згідно з цим Порядком у частині збільшення джерел фінансування та доповнення запланованих заходів.

4.6. Профінансованими вважаються заходи ІІ, щодо яких здійснено фактичну оплату грошовими коштами.

4.7. У разі недофінансування заходів ІІ базового періоду з причин, незалежних від оператора системи розподілу, він може продовжити фінансування цих заходів до 20 числа місяця, наступного після закінчення періоду дії цієї ІІ, за рахунок коштів, отриманих як джерело фінансування ІІ базового періоду.

4.8. Об'єкти (заходи), що були профінансовані оператором системи розподілу, але не передбачені схваленою ІІ або передбачені схваленою ІІ у меншій кількості, не враховуються як виконання ІІ, крім випадків відхилення не більше ніж $\pm 5\%$ від схвалених фізичних обсягів по лінійних об'єктах електричних мереж 0,4 – 20 кВ, з відповідним внесенням змін до проєктно-кошторисної документації.

4.9. Оператори систем розподілу при виконанні ІІ зобов'язані проводити закупівлю нового сучасного високотехнологічного обладнання, виконаного із якісних матеріалів, що не було у використанні та щодо якого надаються гарантійні зобов'язання виробників або їх офіційних представників, крім

випадків придбання цілісних майнових комплексів об'єктів електроенергетики при наданні належного обґрунтування.

4.10. Оператори систем розподілу при виконанні ІІІ зобов'язані проводити закупівлю обладнання, матеріалів та послуг, що мають технічні та якісні параметри і характеристики, що відповідають (або перевищують) визначеним в ІІІ та відповідних обґрунтовуючих матеріалах до неї.

5. Порядок подання звітів щодо виконання ПРСР та ІІІ

5.1. Оператор системи розподілу формує звіт щодо виконання ПРСР відповідно до вимог глави 3.6 розділу ІІІ КСР та додатка 3 до цього Порядку і подає його в електронній формі (у файлі Excel, скан-копія у форматі pdf) із накладенням кваліфікованого електронного підпису та/або печатки у системі електронної взаємодії (СЕВ) та на офіційні електронні адреси Регулятора, оператора системи передачі, а також на електронну адресу Регулятора energo3@nerc.gov.ua.

У звіті щодо виконання ПРСР має бути відображена інформація щодо всіх заходів, запланованих схваленим Регулятором ПРСР, а також заходів з нового будівництва, реконструкції, технічного переоснащення об'єктів системи розподілу напругою 20 кВ та вище, розвитку основних фондів, активів оператора системи розподілу, що профінансовані оператором системи розподілу поза ПРСР, зокрема при виконанні заходів з приєднання.

5.2. Оператор системи розподілу формує звіт щодо виконання ІІІ згідно з додатком 4 до цього Порядку і подає його в електронній формі (у форматах Word, Excel, скан-копія у форматі pdf) із накладенням кваліфікованого електронного підпису та/або печатки у системі електронної взаємодії (СЕВ) та на офіційні адреси центрального апарату Регулятора, територіального органу Регулятора у відповідному регіоні, а також на електронну адресу Регулятора energo1@nerc.gov.ua щокварталу та за підсумками року не пізніше 25 числа місяця, наступного за звітним періодом.

У звіті щодо виконання ІІІ оператор системи розподілу до кожного заходу зазначає відповідний ідентифікатор закупівлі у вигляді гіперпосилання, що має містити інформацію відповідно до пункту 3.4.12 глави 3.4 розділу ІІІ КСР.

5.3. У разі неповного виконання ІІІ оператор системи розподілу додає до звіту пояснювальну записку щодо причин неповного виконання по кожному невиконаному заходу.

5.4. Відповідальність за недостовірність даних, наданих у документах, зокрема щодо обґрунтування заходів ПРСР і ІІІ та звітів щодо їх виконання, несе оператор системи розподілу.

Якщо оператор системи розподілу виявив у поданих звітах щодо виконання ПРСР та ІІ помилку, він має письмово проінформувати про це Регулятора.

Указана інформація буде перевірена Регулятором під час здійснення відповідного заходу державного контролю дотримання операторами систем розподілу ліцензійних умов з розподілу електричної енергії. У разі підтвердження такої інформації за результатами перевірки Регулятор у межах компетенції приймає відповідне рішення, а оператор системи розподілу зобов'язаний подати уточнений звіт.

Подання уточнених звітів в іншому випадку не допускається.

5.5. Оператор системи розподілу оприлюднює електронну форму звіту щодо виконання ІІ шляхом розміщення на своєму офіційному вебсайті в мережі Інтернет не пізніше 25 числа місяця, наступного за звітним періодом, та зберігає на ньому не менше 3 років.

5.6. Центральний апарат Регулятора та територіальні органи Регулятора у відповідному регіоні здійснюють контроль за виконанням оператором системи розподілу ПРСР та ІІ шляхом аналізу звітів щодо виконання ПРСР та ІІ і проведення планових та позапланових перевірок діяльності оператора системи розподілу.

Директор Департаменту
із регулювання відносин у сфері енергетики

А. Огньов

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

Затверджено:

Керівник оператора системи
розподілу
МП (за наявності)

План розвитку системи розподілу	
Найменування оператора системи розподілу	
Прогнозний період	з _____ по _____

Висновок ОСП

від _____ № _____

Лист Міненерго

від _____ № _____

Схвалено НКРЕКП, постанова

від _____ № _____

З М І С Т

№ з/п	Назва	Сторінка
1	2	3
1	Вступ	
2	Фактичні та прогнозні обсяги попиту на електричну енергію та потужність у системі розподілу, обсяги розподілу (у т. ч. транзиту) електричної енергії мережами ОСР	
3	Фактичні та обґрунтовані прогнозні обсяги відпуску електричної енергії виробників електричної енергії, приєднаних до системи розподілу (визначені, де необхідно, у координації з ОСП)	
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 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 нових електроустановок виробництва електричної енергії, які мають бути приєднані до системи розподілу (на основі заяв про приєднання та іншої інформації, наявної в ОСР)	
7	Дані щодо прогнозної потужності приєднання нових електроустановок (на основі заяв про приєднання та доступної потужності в точках забезпечення потужності)	
8	Дані щодо потужності в енерговузлах системи розподілу, ураховуючи 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	
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	
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, яка охоплює як поточний, так і прогнозний періоди	
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											
....											

Примітка:

* Зазначити відповідний рік.

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 прогнозованого 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 технологічних відключень, шт.	Причини технологічних відключень	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), за переатоки реактивної електричної енергії, дохід від небалансу ТВЕ, плата за придбання, власні кошти, інші (розшифрувати), залучені кошти (кредити, фінансова допомога, інші (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	Повітряні лінії (ПЛ)-220 кВ, усього	км (по трасі)	у добромu стані						
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
2	ПЛ-110 (154) кВ, усього	км (по трасі)	у добромu стані						
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
3	ПЛ-35 (27,5) кВ, усього	км (по трасі)	у добромu стані						
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
4	ПЛ-20 (10, 6) кВ, усього	км (по трасі)	у добромu стані						
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
5	ПЛ-0,38 кВ, усього	км (по трасі)	у добромu стані						
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
6	Кабельні лінії (КЛ)-220 кВ, усього	км	у добромu стані						
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
7	КЛ-110 (154) кВ, усього	км	у добромu стані						
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
8	КЛ-35 кВ, усього	км	у добромu стані						
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
9	КЛ-20 (10, 6) кВ, усього	км	у добромu стані						
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
10	КЛ-0,38 кВ, усього	км	у добромu стані						
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
11	Підстанції (ПС) з вищим класом напруги 220 кВ, усього	шт.	у добромu стані						
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								

12	ПС з вищим класом напруги 110 (154) кВ, усього	шт.							
	у добромому стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
13	ПС з вищим класом напруги 35 (27,5) кВ, усього	шт.							
	у добромому стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
14	Трансформаторні підстанції (ТП), розподільні пункти (РП) 27,5 (20, 10, 6)/0,38 кВ, усього	шт.							
	у добромому стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
15	Силові трансформатори ПС вищою напругою 220 кВ, усього	шт.							
	у добромому стані								
	вимагають заміни з метою зниження технологічних витрат електричної енергії (ТВЕ)								
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту								
16	Силові трансформатори ПС вищою напругою 110 (154) кВ, усього	шт.							
	у добромому стані								
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ								
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту								
17	Силові трансформатори ПС вищою напругою 35 (27,5) кВ, усього	шт.							
	у добромому стані								
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ								
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту								
18	Силові трансформатори 27,5 (20, 10, 6)/0,38 кВ, усього	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	Початок виконання ПВР (рік, місяць)	Початок виконання БМР (рік, місяць)	Затверджена кошторисна вартість, тис. грн (без ПДВ)	Залишок кошторисної вартості на початок прогнозного періоду, тис. грн (без ПДВ)	Характер робіт (нове будівництво, реконструкція, технічне переоснащення)	Джерело фінансування	Пропозиції щодо подальшого використання (виконати, списати, продати тощо), зазначити роки
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Усього	—				—	—	—

Керівник оператора системи розподілу

(або особа, яка виконує його обов'язки)

«___» _____ 20__ року

(підпис)

МП (за наявності)

(прізвище, ім'я, по батькові)

Головний бухгалтер

(або особа, яка виконує його обов'язки)

«___» _____ 20__ року

(підпис)

(прізвище, ім'я, по батькові)

План інвестицій за джерелами фінансування							
№ 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
1	2	3	4	5	6	7	8=SUM3:7
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:						
10.1	кредити						
10.2	фінансова допомога						
10.3	інші (розшифрувати)						
	Усього						

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 заходів	шт.км	Усього за ПСД(опієко)		Заплановано ПРСР		Навмисність проекту/документації на початок прогнозного періоду (гас/н)	Виконання ППР		Виконання БМР		Обсяг фінансування, передбачений ПРСР, тис. грн (без ПДВ)					Створений резерв потужності/пропускної спроможності, МВт	Джерело фінансування***	Критерії (обґрунтовано до додатку 3.2.6 глави 3.2 КСР)	Обґрунтування включення до ПРСР (СПР, технічний стан, ПРСР, вимога ОСП тощо), вказати назву документа та сторінку	Стислий опис робіт	№ сторінки пояснювальної записки	Примітка	
				кількість**	Копіюється/оцінюється вартість БМР, тис. грн (без ПДВ)	кількість**			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***	п'ятий рік прогнозного періоду***								
						перший рік прогнозного періоду ПРСР***	прогнозований період ПРСР																		вартість, усього, тис. грн (без ПДВ)
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
НОВЕ БУДІВНИЦТВО, РЕКОНСТРУКЦІЯ ТА ТЕХНІЧНЕ ПЕРЕОПАНІЛЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА ОБЛАДНАННЯ																									
1. Нове будівництво об'єктів системи розподілу																									
1.1. Підстанції різної напруги 110 (154) 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. Лінії електропередачі різної напруги 110 (154) кВ, усього, у т. ч.:																									
1.3.1																									
1.3.2																									
...																									
1.4. Лінії електропередачі різної напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього, у т. ч.:																									
1.4.1																									
1.4.2																									
...																									
Усього (сума за п. 1.1 – 1.4)																									
2. Реконструкція, технічне переопанілення 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. Лінії електропередачі різної напруги 110 (154, 220) кВ, усього, у т. ч.:																									
2.3.1																									
2.3.2																									
...																									
2.4. Лінії електропередачі різної напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього, у т. ч.:																									
2.4.1																									
2.4.2																									
...																									
Усього (сума за п. 2.1 – 2.4)																									
Усього (сума за п. 1 та 2)																									
3. Нове будівництво об'єктів системи розподілу різної напруги 10 (6); 0,38 кВ																									
3.1. РЕМ (назва), усього, у т. ч.:																									
3.1.1 ПН (РН), усього, у т. ч.:																									
3.1.1.1																									
3.1.1.2																									
...																									
3.1.2 ЛЕП, усього, у т. ч.:																									
3.1.2.1																									
3.1.2.2																									
...																									
3.2. РЕМ (назва), усього, у т. ч.:																									
3.2.1 ПН (РН), усього, у т. ч.:																									
3.2.1.1																									
3.2.1.2																									
...																									
3.2.2 ЛЕП, усього, у т. ч.:																									
3.2.2.1																									
3.2.2.2																									
...																									
Реконструкція, технічне переопанілення об'єктів системи розподілу різної напруги 10 (6); 0,38 кВ																									
4.1. РЕМ (назва), усього, у т. ч.:																									
4.1.1 ПН (РН), усього, у т. ч.:																									
4.1.1.1																									
4.1.1.2																									
...																									
4.1.2 ЛЕП, усього, у т. ч.:																									
4.1.2.1																									
4.1.2.2																									
...																									
4.2. РЕМ (назва), усього, у т. ч.:																									
...																									
Усього за п. 3:																									
ПН (РН)																									
ЛЕП																									
Усього за п. 4:																									
ПН (РН)																									
ЛЕП																									
Усього за розділом 1																									

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

Інвестиційна програма		
Найменування оператора системи розподілу		
Прогнозний період	з	до
П'ятирічний період	з	до

1. Перелік об'єктів незавершеного нового будівництва, технічного переоснащення та реконструкції

№ з/п	Найменування об'єктів	Початок робіт (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)	Обсяг фінансування, передбачений інвестиційною програмою на базовий період, тис. грн (без ПДВ)	Вартість виконаних робіт (згідно з актами) з початку виконання робіт на дату початку базового періоду, тис. грн (без ПДВ)	Обсяг незавершеного будівництва станом на дату початку базового періоду, тис. грн (без ПДВ)	Залишок кошторисної вартості на дату початку базового періоду, тис. грн (без ПДВ)	Обсяг фінансування, передбачений інвестиційною програмою на прогностичний період, тис. грн (без ПДВ)	Характер робіт (нове будівництво, реконструкція, технічне переоснащення)	Джерело фінансування	Пропозиції щодо подальшого використання
1	2	3	4	5	6	7	8	9=4-5	10	11	12	13
	Усього	—								—	—	—

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

2. Розрахунок джерел фінансування інвестиційної програми (тис. грн без ПДВ)			
№ 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:		
10.1	кредити		
10.2	фінансова допомога		
10.3	інші (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 (кредити, фінансова допомога, інші (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					
Усього					

* 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	Повітряні лінії (ПЛ)-220 кВ, усього	км (по трасі)			
	у доброму стані				
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
	підлягає повній заміні				
2	ПЛ-110 (150) кВ, усього	км (по трасі)			
у доброму стані					
підлягає реконструкції					
підлягає капітальному ремонту					
підлягає повній заміні					
3	ПЛ-35 кВ, усього	км (по трасі)			
у доброму стані					
підлягає реконструкції					
підлягає капітальному ремонту					
підлягає повній заміні					
4	ПЛ-20, 10(6) кВ, усього	км (по трасі)			
у доброму стані					
підлягає реконструкції					
підлягає капітальному ремонту					
підлягає повній заміні					
5	ПЛ-0,4 кВ, усього	км (по трасі)			
у доброму стані					
підлягає реконструкції					
підлягає капітальному ремонту					
підлягає повній заміні					
6	Кабельні лінії (КЛ)-220 кВ, усього	км			
	у доброму стані				
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
	підлягає повній заміні				
7	КЛ-110 (150) кВ, усього	км			
у доброму стані					
підлягає реконструкції					
підлягає капітальному ремонту					
підлягає повній заміні					
8	КЛ-35 кВ, усього	км			
у доброму стані					
підлягає реконструкції					
підлягає капітальному ремонту					
підлягає повній заміні					
9	КЛ-20, 10(6) кВ, усього	км			
у доброму стані					
підлягає реконструкції					
підлягає капітальному ремонту					
підлягає повній заміні					
10	КЛ-0,4 кВ, усього	км			
	у доброму стані				
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
	підлягає повній заміні				
11	Підстанції (ПС) з вищим класом напруги 220 кВ, усього	шт.			
	у доброму стані				
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
	підлягає повній заміні				

12	ПС з вищим класом напруги 110 (150) кВ, усього	шт.			
	у доброму стані				
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
	підлягає повній заміні				
13	ПС з вищим класом напруги 35 кВ, усього	шт.			
	у доброму стані				
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
	підлягає повній заміні				
14	Трансформаторні підстанції (ТП), розподільні пункти (РП) 20, 10(6) кВ, усього	шт.			
	у доброму стані				
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
	підлягає повній заміні				
	виведено з експлуатації				
15	Силві трансформатори ПС вищою напругою 220 кВ, усього	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	Силві трансформатори ПС вищою напругою 110 (150) кВ, усього	шт.			
	у доброму стані				
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ				
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту				
	виведено з експлуатації				
17	Силві трансформатори ПС вищою напругою 35 кВ, усього	шт.			
	у доброму стані				
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ				
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту				
	виведено з експлуатації				
18	Силві трансформатори ПС вищою напругою 6 – 20 кВ, усього	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	Довжина повітряних ліній електропередачі, усього по колах	км			
	у т. ч.:				
	напругою 220 кВ		км/%		
	напругою 150 кВ		км/%		
	напругою 110 кВ		км/%		
	напругою 35 кВ		км/%		
	напругою 20 кВ		км/%		
	з них на дерев'яних опорах		км/%		
	напругою 10 кВ		км/%		
	з них на дерев'яних опорах		км/%		
	напругою 6 кВ		км/%		
	з них на дерев'яних опорах		км/%		
	напругою 0,4 кВ і нижче		км/%		
	з них на дерев'яних опорах		км/%		
	з проводом сталевим (ПС)		км/%		
	з ізольованим проводом (магістральним)		км/%		
вводи в будинки 0,4 кВ, усього	шт./км				
у т. ч. з ізольованими проводами	км/%				
2	Довжина кабельних ліній електропередачі, усього	км			
	у т. ч.:				
	напругою 220 кВ		км/%		
	з них працюють понад 30 років		км/%		
	з ізоляцією зі зшитого поліетилену		км/%		
	напругою 110 кВ		км/%		
	з них працюють понад 30 років		км/%		
	з ізоляцією зі зшитого поліетилену		км/%		
	напругою 35 кВ		км/%		
	з них працюють понад 30 років		км/%		
	з ізоляцією зі зшитого поліетилену		км/%		
	напругою 20 кВ		км/%		
	з них працюють понад 30 років		км/%		
	з ізоляцією зі зшитого поліетилену		км/%		
	напругою 10 кВ		км/%		
	з них працюють понад 30 років		км/%		
	з ізоляцією зі зшитого поліетилену		км/%		
	напругою 6 кВ		км/%		
	з них працюють понад 30 років		км/%		
з ізоляцією зі зшитого поліетилену	км/%				
напругою 0,4 кВ і нижче	км/%				
з них працюють понад 30 років	км/%				
3	Кількість власних знижувальних ПС 35 – 220 кВ та потужність силових трансформаторів на них, усього	шт./МВА			
	у т. ч.:				
	220 кВ		шт./МВА		
	150 кВ		шт./МВА		
	110 кВ		шт./МВА		
35кВ	шт./МВА				
4	Кількість власних знижувальних ПС 35 – 220 кВ, усього, з них такі, які мають:	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	Кількість та потужність силових трансформаторів, встановлених на знижувальних підстанціях напругою 6 – 220 кВ (без трансформаторів для підключення заземлювальних реакторів та трансформаторів власних потреб), усього	шт./МВА				
	з них працюють понад 25 років	шт./%/МВА				
	у т. ч.:					
	напругою 220 кВ	шт./%/МВА				
	з них працюють понад 25 років	шт./%/МВА				
	напругою 110 кВ (150 кВ)	шт./%/МВА				
	з них працюють понад 25 років	шт./%/МВА				
	напругою 35 кВ	шт./%/МВА				
	з них працюють понад 25 років	шт./%/МВА				
	напругою 20 кВ	шт./%/МВА				
з них працюють понад 25 років	шт./%/МВА					
напругою 6 – 10 кВ	шт./%/МВА					
з них працюють понад 25 років	шт./%/МВА					
6	Кількість короткозамикачів, встановлених на знижувальних підстанціях напругою 35 – 220 кВ, усього	шт.				
	з них потребують заміни	шт./%				
	у т. ч.:					
	напругою 220 кВ	шт.				
	з них потребують заміни	шт.				
	напругою 150 кВ	шт.				
	з них потребують заміни	шт.				
	напругою 110 кВ	шт.				
	з них потребують заміни	шт.				
	напругою 35 кВ	шт.				
з них потребують заміни	шт.					
7	Кількість відокремлювачів, встановлених на знижувальних підстанціях напругою 35 – 220 кВ, усього	шт.				
	з них потребують заміни	шт./%				
	у т. ч.:					
	напругою 220 кВ	шт.				
	з них потребують заміни	шт.				
	напругою 150 кВ	шт.				
	з них потребують заміни	шт.				
	напругою 110 кВ	шт.				
	з них потребують заміни	шт.				
	напругою 35 кВ	шт.				
з них потребують заміни	шт.					
8	Кількість роз'єднувачів, встановлених на знижувальних підстанціях напругою 35 – 220 кВ, усього	шт.				
	з них потребують заміни	шт./%				
	у т. ч.:					
	напругою 220 кВ	шт.				
	з них потребують заміни	шт.				
	напругою 150 кВ	шт.				
	з них потребують заміни	шт.				
	напругою 110 кВ	шт.				
	з них потребують заміни	шт.				
	напругою 35 кВ	шт.				
з них потребують заміни	шт.					
напругою 20 кВ	шт.					
з них потребують заміни	шт.					

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

14	Кількість і потужність підстанцій 6 – 20/0,4 кВ, усього	шт./МВА				
	з них працюють понад 25 років	шт./%				
	у т. ч.:					
	відкритих	шт./%				
	однотрансформаторних	шт./%				
	з них щоглових	шт./%				
	двотрансформаторних	шт./%				
	закритих	шт./%				
	однотрансформаторних	шт./%				
	двотрансформаторних	шт./%				
	вбудованих у РП	шт./%				
	однотрансформаторних	шт./%				
двотрансформаторних	шт./%					
15	Кількість РП 6 – 20 кВ, усього	шт.				
з них працюють понад 25 років	шт./%					
16	Кількість повітряних фідерів 6 – 20 кВ, усього	шт.				
	у т. ч.:					
	довжиною з відгалуженнями до 15 км	шт./%				
	довжиною з відгалуженнями від 15 до 50 км	шт./%				
довжиною з відгалуженнями понад 50 км	шт./%					
17	Кількість лінійних та підстанційних роз'єднувачів напругою 6 – 20 кВ, усього	шт.				
	з них потребують заміни	шт./%				
18	Кількість вимикачів навантаження 6 – 20 кВ, усього	шт.				
	з них потребують заміни	шт./%				
19	Довжина грозозахисного троса по трасі ПЛ 35 – 220 кВ, усього	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/%				
на лініях напругою 35 кВ	км/%					
20	Кількість обмежувачів перенапруги (ОПН), усього	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:		
				на балансі		з простроченим терміном повірки
				оператора системи розподілу	споживачів	
1	2=3+4	3	4=5+6= =16+24	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:		
				на балансі		з простроченим терміном повірки
				оператора системи розподілу	споживачів	
1	2=3+4	3	4=5+6= =16+24	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:				
				на балансі		з простроченим терміном повірки	на основі показників яких здійснюються розрахунки по 2 зонам доби	на основі показників яких здійснюються розрахунки по 3 зонам доби
				оператора системи розподілу	споживачів			
1	2=3+4	3	4=5+6= =16+24	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:				
				на балансі		з простроченим терміном повірки	на основі показників яких здійснюються розрахунки по 2 зонам доби	на основі показників яких здійснюються розрахунки по 3 зонам доби
				оператора системи розподілу	споживачів			
1	2=3+4	3	4=5+6= =7+8	5	6	7	8	9
1 - фазні								
3 - фазні								
Разом								

Примітка:

* Зазначити відповідний рік.

4.2.1. Стан обліку електричної енергії у побутових споживачів на початок прогнозного періоду

№ з/п	Тип приладу обліку (повне маркування)	Кількість приладів обліку, шт.	Виробник приладу обліку	Рівень напруги ЛЕП, кВ	Клас точності приладу обліку	Кількість лічильників, які не відповідають вимогам нормативних документів	Примітка
1	2	3	4	5	6	7	8
Усього							

4.2.2. Стан обліку електричної енергії у побутових споживачів					
№ 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				

4.2.3. Стан обліку електричної енергії у населення на початок прогнозного періоду

Загальна кількість точок обліку	Кількість точок обліку у сільській місцевості	Кількість точок обліку у містах	Прилади обліку					
			відеутні	індукційні		електронні		без можливості дистанційного збору інформації
				клас точності гірше 2,0	клас точності 2,0 та краще	з можливістю дистанційного збору інформації		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
						інформаційно об'єднані із автоматизованою системою обліку оператора системи розподілу	не включені до автоматизованої системи обліку оператора системи розподілу	

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.

4.3.1. Технічний стан вимірювальних трансформаторів струму та напруги точок комерційного обліку				
Тип вимірювального трансформатора	Кількість установлених трансформаторів, шт.	Кількість трансформаторів, що підлягають заміні, шт.	Кількість трансформаторів, що підлягають установленню в точках обліку, які не облаштовані приладами обліку, шт.	Кількість трансформаторів, установлення яких передбачено інвестиційною програмою на прогностичний період, шт.
1	2	3	4	5
Трансформатори напруги (ТН), усього				
у т. ч.:				
напругою 220 кВ				
напругою 150 кВ				
напругою 110 кВ				
напругою 35 кВ				
напругою 20 кВ				
напругою 10 кВ				
напругою 6 кВ				
Трансформатори струму (ТС), усього				
у т. ч.:				
напругою 220 кВ				
напругою 150 кВ				
напругою 110 кВ				
напругою 35 кВ				
напругою 20 кВ				
напругою 10 кВ				
напругою 6 кВ				
напругою 0,4 кВ				

4.4. Стан технічного обліку електричної енергії на початок прогнозного періоду							
№ з/п	Найменування підстанцій (станцій) та приєднань	Рівень напруги ЛЕП, кВ	Кількість точок обліку, шт.	Клас точності лічильника (необхідний)	Клас точності лічильника (наявний)	Відповідність лічильника вимогам Кодексу комерційного обліку електричної енергії*	Примітка
1	2	3	4	5	6	7	8
Усього							

Примітка:

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

4.5. Стан комп'ютерної техніки на початок прогнозного періоду		
Група за роком випуску	Кількість, шт.	%
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		
Усього		

* 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)**	(прогнозний 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 ІБ-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 ²					
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					
4	Сумарна потужність власних трансформаторів, МВА:					
	220 кВ					
	110 (150) кВ					
	35 кВ					
5	20,10 (6) кВ					
	0,38 кВ					
	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)
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)

6	КЛ-35 кВ, усього							
6.1	нове будівництво, усього							
6.1.1								
6.2	реконструкція, усього							
6.2.1								
7	КЛ-20, 10(6) кВ, усього							
7.1	нове будівництво, усього							
7.1.1								
7.2	реконструкція, усього							
7.2.1								
8	КЛ-0,4 кВ, усього							
8.1	нове будівництво, усього							
8.1.1								
8.2	реконструкція, усього							
8.2.1								
9	ПС з вищим класом напруги 110 (150) кВ, усього							
9.1	нове будівництво, усього							
9.1.1								
9.2	реконструкція, усього							
9.2.1								
9.3	технічне переоснащення, усього							
9.3.1								
10	ПС з вищим класом напруги 35 кВ, усього							
10.1	нове будівництво, усього							
10.1.1								
10.2	реконструкція, усього							
10.2.1								
10.3	технічне переоснащення, усього							
10.3.1								
11	ТП, РП-20, 10(6) кВ, усього							
11.1	нове будівництво, усього							
11.1.1								
11.2	реконструкція, усього							
11.2.1								
11.3	технічне переоснащення, усього							
11.3.1								
Усього					—	—	—	—

* 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.

5.3.1. Етапи впровадження проєкту АСДТК оператора системи розподілу

№ з/п	Назва складової частини проєкту	Період реалізації складової частини проєкту	Вартість реалізації складової частини проєкту відповідно до проєктної документації, тис. грн (без ПДВ)	Фактичне фінансування реалізації складової частини проєкту станом на дату початку базового періоду, тис. грн (без ПДВ)	Фінансування реалізації складової частини проєкту, передбачене інвестиційною програмою на базовий період, тис. грн (без ПДВ)	Фінансування, передбачене на реалізацію складової частини проєкту інвестиційною програмою на прогностичний період, тис. грн (без ПДВ)	Сума коштів, необхідна для завершення реалізації складової частини проєкту 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
	Усього										

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

(підпис)

(прізвище, ім'я, по батькові)

"__" _____ 20__ року

М. П.

5.5.1. Етапи впровадження системи зв'язку

№ з/п	Назва складової частини проєкту	Період реалізації складової частини проєкту	Вартість реалізації складової частини проєкту відповідно до проєктної документації, тис. грн (без ПДВ)	Фактичне фінансування реалізації складової частини проєкту станом на дату початку базового періоду, тис. грн (без ПДВ)	Фінансування реалізації складової частини проєкту, передбачене інвестиційною програмою на базовий період, тис. грн (без ПДВ)	Фінансування, передбачене на реалізацію складової частини проєкту інвестиційною програмою на прогнозний період, тис. грн (без ПДВ)	Сума коштів, необхідна для завершення реалізації складової частини проєкту з розбивкою по роках, тис. грн (без ПДВ)				Примітка	
							(прогнозний період+1)	(прогнозний період+2)	(прогнозний період+3)	(прогнозний 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)

"__" _____ 20__ року

_____ (підпис)

М. П.

_____ (прізвище, ім'я, по батькові)

6. Етапи виконання заходів інвестиційної програми на прогнозний період																				
№ з/п	Найменування заходів інвестиційної програми	Одиниця виміру	Вартість одиниці продукції, 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 прогнозний період	Реквізити документа, що засвідчуватиме виконання заходу ІП	Пріоритетизація	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
1. Нове будівництво, технічне переоснащення та реконструкція електричних мереж та обладнання																				
Усього за розділом 1:																				
2. Впровадження та розвиток комерційного обліку електричної енергії																				
Усього за розділом 2:																				
3. Впровадження та розвиток АСДТК																				
Усього за розділом 3:																				
4. Впровадження та розвиток інформаційних технологій																				
Усього за розділом 4:																				
5. Впровадження та розвиток систем зв'язку																				
Усього за розділом 5:																				
6. Технічне переоснащення та закупівля колісної техніки																				
Усього за розділом 6:																				
7. Інше																				
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 переатоки реактивної електричної енергії, дохід від небалансу ТВЕ, плата за приєднання, власні кошти, інші (розшифрувати), залучені кошти (кредити, фінансова допомога, інші (розшифрувати)).

Керівник оператора системи розподілу

(або особа, яка виконує його обов'язки)

(підпис)

(прізвище, ім'я, по батькові)

" ___ " _____ 20__ року

МП (за наявності)

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

Додаток 3
до Порядку розроблення та
подання на затвердження
планів розвитку систем
розподілу та інвестиційних
програм операторів систем
розподілу

Звіт щодо виконання Плану розвитку системи розподілу	
Найменування оператора системи розподілу	
Звітний період	з до
Прогнозний період	з до

1. Звіт щодо виконання Плану розвитку системи розподілу

№ з/п	Цільові напрямки	Заплановано на прогнозний період ПРСР, тис. грн (без ПДВ)	Заплановано на звітний період, тис. грн (без ПДВ)	Профінансовано за звітний період, тис. грн (без ПДВ)	Залишилось не профінансовано, тис. грн (без ПДВ)	Відсоток фінансування від плану на звітний період	Відсоток фінансування від плану на прогнозний період ПРСР
1	2	3	4	5	6=4-5	7=5/4	8=5/3
I	Нове будівництво, реконструкція та технічне переоснащення електричних мереж та обладнання						
II	Впровадження та розвиток комерційного обліку електричної енергії						
III	Впровадження та розвиток автоматизованих систем диспетчерсько-технологічного керування (АСДТК)						
IV	Впровадження та розвиток інформаційних технологій						
V	Впровадження та розвиток систем зв'язку						
VI	Технічне переоснащення та закупівля колісної техніки						
VII	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)

3. Аналіз досягнення основних показників

№ з/п	Показник	Фактичне значення показника у базовому періоді	Прогнозне значення показника на перший рік прогнозного періоду ПРСР	Фактичне значення показника за звітний період	Прогнозне значення показника на кінець прогнозного періоду ПРСР
1	2	3	4	5	6
1.	Індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні (SAIDI) на рівнях напруги 0,38-220 кВ, усього, хв.				
1.1.	у тому числі плановий із попередженням				
1.1.1.	на рівні напруги 110 (154, 220) кВ				
1.1.2.	на рівні напруги 27,5-35 кВ				
1.1.3.	на рівні напруги 10 (6)-20 кВ				
1.1.4.	на рівні напруги 0,38 кВ				
1.2.	у тому числі планових без попереджень переривань та переривань, пов'язаних з технологічними порушеннями в електропостачанні				
1.2.1.	на рівні напруги 110 (154, 220) кВ				
1.2.2.	на рівні напруги 27,5-35 кВ				
1.2.3.	на рівні напруги 10 (6)-20 кВ				
1.2.4.	на рівні напруги 0,38 кВ				
2.	Індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні (SAIFI) на рівнях напруги 0,4-110 кВ, усього.				
2.1.	у тому числі плановий із попередженням				
2.1.1.	на рівні напруги 110 (154, 220) кВ				
2.1.2.	на рівні напруги 27,5-35 кВ				
2.1.3.	на рівні напруги 10 (6)-20 кВ				
2.1.4.	на рівні напруги 0,38 кВ				
2.2.	у тому числі планових без попереджень переривань та переривань, пов'язаних з технологічними порушеннями в електропостачанні)				
2.2.1.	на рівні напруги 110 (154, 220) кВ				
2.2.2.	на рівні напруги 27,5-35 кВ				
2.2.3.	на рівні напруги 10 (6)-20 кВ				
2.2.4.	на рівні напруги 0,38 кВ				
3	Індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні (SAIDI) з вини компаній (планових без попереджень переривань та переривань, пов'язаних з технологічними порушеннями в електропостачанні) на рівнях напруги 0,38-20 кВ, усього, хв.				
3.1	для міських населених пунктів				
3.2	для сільських населених пунктів				
4	Індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні (SAIFI) з вини компаній (планових без попереджень переривань та переривань, пов'язаних з технологічними порушеннями в електропостачанні) на рівнях напруги 0,38-20 кВ, усього				
4.1	для міських населених пунктів				
4.2	для сільських населених пунктів				
5	Кількість технологічних порушень в електричних мережах, усього:				
5.1	220-27,5 кВ				
5.2	10 (6)-20 кВ				
5.3	0,38 кВ				
6	Витрати електричної енергії, %				
7	Резерв потужності, МВт, усього, у т.ч.:				
7.1	ПС 110 (154, 220) кВ				
7.2	ПС 35 (27,5; 20) кВ				
7.3	ТТ(РП) 10 (6) кВ				

Додаток 4
до Порядку розроблення та подання на
затвердження планів розвитку систем
розподілу та інвестиційних програм
операторів систем розподілу

Звіт щодо виконання інвестиційної програми	
Найменування оператора системи розподілу	
Звітний період	з до
Прогнозний період	з до

1. Звіт щодо виконання інвестиційної програми

№ з/п	Цільові програми	Заплановано на прогнозний період, тис. грн (без ПДВ)	Заплановано на звітний період (наростаючим підсумком), тис. грн (без ПДВ)	Виконано за звітний період (наростаючим підсумком), тис. грн (без ПДВ)		Відсоток фінансування	Залишилось не профінансовано, тис. грн (без ПДВ)	У тому числі економія коштів, що склалася при виконанні заходів ІІ, тис. грн (без ПДВ)
				профінансовано	освоєно			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
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)

МП (за наявності)

_____ (прізвище, ім'я, по батькові)

2. Детальний звіт щодо виконання інвестиційної програми																							
№ з/п	Найменування заходів інвестиційної програми	Одиниця виміру	Заплановано на прогнозний період				Заплановано на звітний період (наростаючим підсумком)		Виконано за звітний період (наростаючим підсумком)						Джерело фінансування*	Реквізити документа, що засвідчує виконання заходу ІП	Залишилось не профінансовано		У тому числі економія коштів, що складалася при виконанні заходів ІП, тис. грн (без ПДВ)**	Різниця між фактичною вартістю одиниці продукції та плановою, %	Виконавець робіт, послуг, продавець товару, визначено на тендері чи без	Ідентифікатор закупівлі/частини предмета закупівлі (лотів)	Причини невиконання плану
			джерело фінансування	питома вартість, тис. грн (без ПДВ)	кількість	вартість, тис. грн (без ПДВ)	кількість	вартість, тис. грн (без ПДВ)	профінансовано			освоєно					кількість	вартість, тис. грн (без ПДВ)					
									питома вартість, тис. грн (без ПДВ)	кількість	загальна вартість, тис. грн (без ПДВ)	кількість	вартість, 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	23	
1. Нове будівництво, технічне переоснащення та реконструкція електричних мереж та обладнання																							
Усього за розділом 1:																							
2. Впровадження та розвиток комерційного обліку електричної енергії																							
Усього за розділом 2:																							
3. Впровадження та розвиток АСДТК																							
Усього за розділом 3:																							
4. Впровадження та розвиток інформаційних технологій																							
Усього за розділом 4:																							
5. Впровадження та розвиток систем зв'язку																							
Усього за розділом 5:																							
6. Технічне переоснащення та закупівля колісної техніки																							
Усього за розділом 6:																							
7. Інше																							
Усього за розділом 7:																							
Усього за програмою:																							

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

** Розраховується відповідно до Порядку контролю за дотриманням ліцензіатами, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, законодавства у відповідних сферах та ліцензійних умов, затвердженого постановою НКРЕКП від 14.06.2018 № 428.

Керівник оператора системи розподілу _____
 (або особа, яка виконує його обов'язки) (підпис) (прізвище, ім'я, по батькові)

"__" _____ 20__ року МП (за наявності)