|  |  |
| --- | --- |
|  | ПрАТ «ПІДПРИЄМСТВО З ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ «ЦЕНТРАЛЬНА ЕНЕРГЕТИЧНА КОМПАНІЯ» |

**Затверджено:**

Генеральний директор –

Голова Правління

ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_М.В. Корса

«\_\_\_\_»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 2020 р.

|  |  |
| --- | --- |
| **План розвитку системи розподілу** | |
| **Найменування оператора системи розподілу** | **ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"** |
| **П'ятирічний період** | з 2021 р. до 2025 р. |

**Висновок ОСП**

**від 01.06.2020 № 01/19587**

**Висновок Міністерства енергетики України**

**від 22.06.2020 № 26/1.1-4.2-15523**

**Схвалено НКРЕКП, постанова**

**від 09.09.2020 № 1694**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **пункт КСР** | **Назва** | **Сторінка** |
| **1** | **2** | **3** | **4** |
| 1 |  | [Вступ](#Вступ1" \o "Вступ) | 4 |
| 2 | 3.3.1 п.п. 1 | [Фактичні та прогнозні обсяги попиту на електричну енергію та потужність у системі розподілу, обсяги розподілу (у т. ч. транзиту) електричної енергії мережами ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"](#Фактпрогн2" \o "Фактичні та прогнозні обсяги попиту на електричну енергію та потужність у системі розподілу, обсяги розподілу (у т. ч. транзиту) електричної енергії мережами ПрАТ \"ПЕЕМ \"ЦЕК\" ) | 10 |
| 3 | 3.3.1 п.п. 2 | [Фактичні та обґрунтовані прогнозні обсяги відпуску електричної енергії виробників електричної енергії, приєднаних до системи розподілу ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"](#Фактобгрунт3" \o "Фактичні та обґрунтовані прогнозні обсяги відпуску електричної енергії виробників електричної енергії, приєднаних до системи розподілу ПрАТ \"ПЕЕМ \"ЦЕК\" ) | 14 |
| 4 | 3.3.1 п.п. 4 | [Заплановані та прогнозні рівні потужності в кожній точці приєднання системи розподілу ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"до системи передачі та до систем розподілу інших ОСР та/або збільшення потужності для існуючих точок приєднання](#Запланпрогн4" \o "Заплановані та прогнозні рівні потужності в кожній точці приєднання системи розподілу ПрАТ \"ПЕЕМ \"ЦЕК\"до системи передачі та до систем розподілу інших ОСР та/або збільшення потужності для існуючих точок приєднання ) | 16 |
| 5 | 3.3.1 п.п. 5 | [Заходи з будівництва об’єктів системи розподілу ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК", включаючи засоби РЗА, ПА і зв’язку, потреба в яких визначена ОСП відповідно до вимог підтримання належного рівня операційної безпеки](#Заходибудівн5" \o "Заходи з будівництва об’єктів системи розподілу ПрАТ \"ПЕЕМ \"ЦЕК\", включаючи засоби РЗА, ПА і зв’язку, потреба в яких визначена ОСП відповідно до вимог підтримання належного рівня операційної безпеки) | 25 |
| 6 | 3.3.1 п.п. 6 | [Інформація щодо нових електроустановок виробництва електричної енергії, які мають бути приєднані до системи розподілу ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"](#Інфновелектр6" \o "Інформація щодо нових електроустановок виробництва електричної енергії, які мають бути приєднані до системи розподілу ПрАТ \"ПЕЕМ \"ЦЕК\" ) | 25 |
| 7 | 3.3.1 п.п. 7 | [Дані щодо прогнозної потужності приєднання нових електроустановок (на основі заяв про приєднання та доступної потужності в точках забезпечення потужності)](#Даніпрогнозпотужн7" \o "Дані щодо прогнозної потужності приєднання нових електроустановок (на основі заяв про приєднання та доступної потужності в точках забезпечення потужності)) | 26 |
| 8 | 3.3.1 п.п. 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](#Даніпотужності8" \o "Дані щодо потужності в енерговузлах системи розподілу) | 28 |
| 9 | 3.3.1 п.п. 9 | [Дані щодо завантаження електричних мереж напругою 20 кВ та вище в характерні періоди їх роботи для нормальних та ремонтних режимів](#Даніщодозавантажен9" \o "Дані щодо завантаження електричних мереж напругою 20 кВ та вище ) | 41 |
| 10 | 3.3.1 п.п. 10 | [Інформація щодо якості електропостачання та заходів, направлених на її підвищення](#Інформаціяякості10) | 44 |
| 11 | 3.3.1 п.п. 11 | [Інформація щодо розміщення пристроїв фіксації/аналізу показників якості електроенергії та планів щодо їх встановлення](#Інформфіксація11) | 50 |
| 12 | 3.3.1 п.п. 12 | [Інформація щодо запланованого виведення обладнання системи розподілу з експлуатації та оцінка впливу такого виведення](#Інформзапланвивед12" \o "Інформація щодо запланованого виведення обладнання системи розподілу з експлуатації та оцінка впливу такого виведення) | 54 |
| 13 | 3.3.1 п.п. 13 | [Плани в частині заходів з компенсації реактивної потужності](#Планикомпенсац13" \o "Плани в частині заходів з компенсації реактивної потужності) | 54 |
| 14 | 3.3.1 п.п. 14 | [Плани в частині улаштування «інтелектуального» обліку електричної енергії](#ПланиСМАРТ14" \o "Плани в частині улаштування ) | 54 |
| 15 | 3.3.1 п.п. 15 | [Фактичні та прогнозні витрати електроенергії в системі розподілу та заходи, направлені на їх зниження](#Фактпрогнвитрат15) | 57 |
| 16 | 3.3.1 п.п. 16 | [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](#Планиреконструкц16" \o "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) | 62 |
| 17 | 3.3.2 | [Заходи з розвитку системи розподілу, що виконуються в рамках виконання Плану розвитку системи передачі на наступні 10 роківта/або інших стратегічних документів України.](#Заходизрозвитку17" \o "Заходи з розвитку системи розподілу, що виконуються в рамках виконання Плану розвитку системи передачі на наступні 10 років та/або інших стратегічних документів України.) | 84 |
| 18 |  | [Узагальнений технічний стан об'єктів електричних мереж системи розподілу](#Узагальнтехстан18" \o "Узагальнений технічний стан об'єктів електричних мереж системи розподілу) | 84 |
| 19 |  | [Перелік об'єктів незавершеного будівництва, реконструкції та технічного переоснащення](#Перелікобект19" \o "Перелік об'єктів незавершеного будівництва,  реконструкції та технічного переоснащення) | 91 |
| 20 |  | [План інвестицій за джерелами фінансування](#Планінвест20" \o "План інвестицій за джерелами фінансування ) | 93 |
| 21 |  | **[ПЕРЕЛІК ТА ЕТАПИ ВИКОНАННЯ ЗАХОДІВ ПРСР,](#перелік94" \o "ПЕРЕЛІК ТА ЕТАПИ ВИКОНАННЯ ЗАХОДІВ ПРСР, що включає інформацію по підпунктах 3, 5, 13, 14, 16 пункту 3.3.1 та пункту 3.3.2 КСР)** [що включає інформацію по підпунктах 3, 5, 13, 14, 16 пункту 3.3.1 та пункту 3.3.2 КСР](#перелік94" \o "ПЕРЕЛІК ТА ЕТАПИ ВИКОНАННЯ ЗАХОДІВ ПРСР, що включає інформацію по підпунктах 3, 5, 13, 14, 16 пункту 3.3.1 та пункту 3.3.2 КСР) | 94 |
| 22 | 3.3.1 п.п. 17 | [Пояснювальна записка по кожному заходу ПРСР рівня напругою 20 кВ та вище, що включає інформацію щодо необхідності виконання, обсяги робіт, необхідне фінансування, очікуванні результати після реалізації заходу (аналіз витрат та вигод (з урахуванням техніко-економічних показників) проєктів з розвитку системи розподілу))](#Пояснювальнзаписка22" \o "Пояснювальна записка по кожному заходу ПРСР) | 95 |
| 23 |  | **[ВИСНОВОК](#Висновок23" \o "ВИСНОВОК)** | 173 |
|  | 3.3.4 | **[ДОДАТКИ:](#Додатки231" \o "ДОДАТКИ)** | 174 |
| 24 | 3.3.4 п.п. 1 | **1.** Схема електричних з’єднань мереж напругою 20 кВ та вище, яка охоплює як поточний, так і прогнозний періоди |  |
| 25 | 3.3.4 п.п. 2 | **2.** Схема нормального режиму електричної мережі напругою 20 кВ та вище |  |
| 26 | 3.3.4 п.п. 3 | **3.** Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання та величини струму короткого замикання для кожного енерговузла (елемента) електричних мереж |  |
| 27 | 3.3.4 п.п. 4 | **4.** Аналіз досліджених режимів з урахуванням існуючого та прогнозного завантаження системи розподілу |  |
| 28 |  | **5.** Перелік та етапи виконання заходів ПРСР |  |

1. **[ВСТУП](#Вступ1міст" \o "зміст)**

Метою Плану розвитку ОСР є забезпечення надійного безпечного та економічно ефективного функціонування системи розподілу та встановлених рівнів показників якості електропостачання на прогнозний період, забезпечення необхідної та достатньої пропускної спроможності електромереж 20-150 кВ відповідно до наявних та прогнозних потреб споживачів та замовників щодо споживання електричної енергії та її відпуску в мережу на прогнозний період, забезпечення зниження технологічних та комерційних втрат електроенергії в елементах електричної мережі, забезпечення відповідних екологічних стандартів і нормативів.

План розвитку системи розподілу на період 2021-2025 роки (План розвитку) розроблено згідно Кодексу систем розподілу (затверджений Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 310), з урахуванням висновків та рекомендацій затвердженої «Схеми перспективного розвитку електричних мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» з техніко-економічною оцінкою переводу окремих енерговузлів на напругу 20 кВ на період 2017-2022 роки з перспективою до 2027 року» та формується з урахуванням зауважень та рекомендацій, отриманих у ході обговорення та консультацій із зацікавленими учасниками ринку, а також існуючими та потенційними користувачами системи розподілу. Інвестиційною програмою 2020 року виконується коригування вищезазначеної роботи зі зміною термінів виконання заходів, згідно п.3.5.1 Кодексу систем розподілу, затвердженого Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 №310 та на виконання вимог оператора системи передачі НЕК «Укренерго» лист від 20.08.2019 № 01/31893.

**1.1 Характеристика електричних мереж системи розподілу**

ПРИВАТНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ПІДПРИЄМСТВО З ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ «ЦЕНТРАЛЬНА ЕНЕРГЕТИЧНА КОМПАНІЯ» (ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК») засновано 28 лютого 2002 року. З 2003 року здійснювало діяльність з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами на підставі ліцензії від АД № 036314 від 26.04.2012 на території м. Дніпро та у 8 адміністративних районах Дніпропетровської області та у 1 Кіровоградської області.

З 01.01.2019 компанія є оператор системи розподілу (ОСР) та має право провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії в Дніпропетровській та Кіровоградській областях у межах місць провадження господарської діяльності згідно ліцензії з розподілу електричної енергії (Постанова НКРЕКП від 27.11.2018 №1533).

Система розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» - сукупність електричних мереж, повітряних та кабельних ліній напругою 0,4-150 кВ та підстанцій напругою 150/35/10(6) кВ, 10(6)/0,4 кВ, яка є складовю ОЕС України та взаємодіє з суміжними операторами системи розподілу АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ», ПАТ «Укрзалізниця», ТОВ «ДТЕК ВИСОКОВОЛЬТНІ МЕРЕЖІ», ПАТ «КІРОВОГРАДОБЛЕНЕРГО».

Основними джерелами живлення мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» є підстанції оператора системи передачі НЕК «УКРЕНЕРГО».

Станом на початок 2019 року для розподілу електричної енергії компанія експлуатує до 2,0 тис. км повітряних і кабельних ліній напругою 0,4-150 кВ, 30 підстанцій напругою 35- 150 кВ та 689 підстанції 10(6)/0,4 кВ, загальною потужністю 1,1 тис. МВА.

Основними Користувачами системи розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» є ТОВ «ДНЕПРОПРЕСС СТАЛЬ», «НПО ДНІПРОПРЕС», «Аеропорт», ПАТ КП «ДНІПРОВСЬКИЙ ЕЛЕКТРОТРАНСПОРТ» ДМР, ДОЗСМ, «Промбудматеріали», міськводоканал, міські електричні мережі, котельні, ЖЕО та інші юридичні особи м. Дніпро; ДІК-34 м. Камянське; заводи «ПМЗ», «ПЗТО», «Палмаш» м. Павлоград; «Криворізька Теплоцентраль», КП «Швидкісний трамвай», ТОВ «Метро Кеш енд Кері Україна», ВАТ «Криворізький залізорудний комбінат», КП «Кривбассвітло», Криворізький ВГРЗ, КП «Кривбасводоканал» м. Кривий Ріг; ДП "СХІДГЗК" м. Жовті Води, ПАТ «ДКПК».

Підстанції та мережі напругою 150-0,4 кВ компанії, які працюють в безперервному режимі та забезпечують надійність та економічність роботи, були введені в експлуатацію в 50-х – 60-х роках минулого століття. Станом на 01.01.2020 р. 60,1% силових трансформаторів 6(10)/0,4 кВ та 10/6 кВ встановлених в ТП-10-6/0,4 кВ, розподільних пунктів 6-10 кВ та підстанціях 35/6(10) кВ працюють більше 25 років, 60,21% КЛ-6-10 кВ та 50,5% КЛ-0,4 кВ працюють більше 30 років при тому, що завантаження електричних мереж в містах області становить 80%, від пропускної здатності ПЛ та КЛ-0,4 кВ. На ПС 150-35 кВ із загальної кількості силових трансформаторів, які встановлені на ПС 150 кВ – 93% та ПС 35 кВ – 62,5% працюють більше 25 років. При цьому частина з них мають незадовільні технічні характеристики, це трансформатори старої шкали з підвищеними втратами.

Особливу увагу необхідно звернути на обладнання, яке встановлене в ТП і РП, та провести заміну роз’єднувачів та вимикачів навантаження на вакуумні вимикачі з використанням релейного захисту та автоматики, створених на основі мікропроцесорної техніки.

Стан такого обладнання значно впливає на збільшення втрат електричної енергії в системі розподілу, кількість технологічних порушень. Тому мережі потребують негайної реконструкції з заміною комутаційного обладнання, впровадженням сучасних систем захисту, оновленням трансформаторного парку, що потребує значного фінансування для технічного переоснащення електричних мереж.

З початку заснування підприємства питанням реконструкції, модернізації підстанцій, розподільних пунктів, електричних мереж, заміні зношеного устаткування на більш сучасне приділяється першорядна увага. Вищезгадані питання відображаються в інвестиційних програмах розвитку підприємства, які затверджуються в НКРЕКП. Обсяги фінансування інвестиційних програм виконуються відповідно плану.

Так, в першу чергу виконано реконструкцію підстанцій ПС-150/35/10 кВ «Силова» м. Пятихатки, ПС-154/35/6 кВ «КПО» у м. Дніпро з заміною відокремлювачів ОД-150 на елегазові вимикачі 150 кВ з комплектами направлених захистів; виконано монтаж ремонтної перемички та встановлення системи пожежогасіння кабельного підвалу та тунелю на ПС-154/6/6 «Трубна»; проведено реконструкцію ВРП-35 кВ з заміною відокремлювачів 35 кВ ОД-35 на вакуумні вимикачі 35 кВ на ПС № 5 «Жилселище» 35/6 кВ, ПС-35/6 кВ № 3, ПС № 50 «Березняки», ПС № 47 35/6 кВ «Західна» м. Кривий Ріг, ПС-35/6 кВ «Стрічка» м. Марганець, ПС-29 35/6 кВ, ПС-«Інгулецька» 35/6 кВ; проведено заміну фізично зношених силових трансформаторів на підстанціях ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ» м. Дніпро, ПС-35/6 кВ «Палмаш» м. Павлоград, ПС № 47 35/6 кВ «Західна» м. Кривий Ріг, ПС 35/6 кВ «Рахманово» с. Руднічне, ПС-35/6 кВ «Стрічка» м. Марганець, ПС № 5 «Жилселище» 35/6 кВ, ПС-«Інгулецька» 35/6 кВ, ПС-5 35/6 кВ м. Жовті Води; встановлено другий силовий трансформатор, вакуумний вимикач, друга секція 35 кВ та друга секція 6 кВ на ПС-35/6 кВ «Чешка» смт. Радушне, що значно підвищило надійність живлення споживачів; проведено реконструкцію ПЛ-35 кВЛ-331 ПС «Нова» - ПС «С-35».

Обсяги фінансування ремонтної та інвестиційної програм обмежені сумами, затвердженими в структурі тарифів на розподіл електроенергії, і є значно меншими ніж необхідні обсяги щорічних капіталовкладень. В зв’язку з цим, темпи старіння електрообладнання набагато перевищують темпи його відновлення та реконструкції, що приводить до значного погіршення технічного стану електричних мереж компанії.

Так, у 2012 році на ПС 150/10/6 кВ «ПЛМ» сталось технологічне порушення. При виникненні КЗ неповнофазно відключився масляний вимикач 150 кВ типу ВМТ-220Б, що призвело до повного знеструмлення підстанції та великим капітальним втратам по заміні силового трансформатора та обладнання для відновлення нормальної схеми роботи підстанції. Споживачі підстанції тривалий час залишались без електроенергії. В той час, як основними споживачами підстанції є промислові об’єкти, населення та електричний транспорт міста Дніпро. При вчасному проведенні комплексної реконструкції цих наслідків можливо було уникнути.

Аналогічна ситуація може виникнути на ПС 154/35/6 кВ «КПО», яка знаходиться у місті Дніпро. ПС введена в експлуатацію в 1966 році. Силові трансформатори, комутаційне обладнання відпрацювало свій механічний ресурс, що ставить під загрозу надійність електропостачання споживачів підстанції. Від підстанції заживлені промислові, соціальні об’єкти міста, аеропорт міста Дніпро, населення. При виникненні технологічного порушення, яке може бути спричинено відмовою автоматики або комутаційного обладнання, споживачі підприємства залишаться без електроенергії, що у свою чергу може привести до великих капітальних видатків та поставити під загрозу людські житті.

Особливу увагу необхідно зосередити на заміні опорно-стрижньової ізоляції роз'єднувачів напругою 35-150 кВ, пошкодження яких може привести до значного перериву електропостачання споживачів та несе пряму загрозу життю та здоров'ю оперативного персоналу служби підстанції

Для підвищення надійної роботи ПС-150/35/10 кВ «Силова» м. П’ятихатки та зменшення витрат на її обслуговування необхідно виконати заміну масляного вимикача 150 кВ С-1 на елегазовий.

ПЛ напругою 150-35 кВ також потребують реконструкції.

У власності підприємства знаходяться лінії електропередачі напругою 150 кВ і 35 кВ, побудовані в період до 1960-1965 рр., які вичерпали фізичний і моральний ресурс працездатності і є потенційними джерелами технологічних порушень.

ПЛ-35 кВ Л-МКР-31 від ПС "Девладове-тягова" ПАТ "Укрзалізниця" до ПС «Макорти» 35/6 кВ с. Макорти, Софіївський р-н, Дніпропетровська обл., побудована в 1971 році протяжністю 19,6 км, виконана проводом АС-70. Опори знаходяться у незадовільному стані із-за тривалого терміну експлуатації.

На лінії ПЛ-35 кВ Л-ІНГ-31 неодноразово відбувалось падіння опор, що викликано старінням металевих конструкцій опор, розтріскуванням та втратою міцності бетонних елементів.

ПЛ-150 кВ Л-10А, Л-11А були введені в експлуатацію в 1966 році разом з ПС «КПО». Опори ліній електропередач знаходяться в критичному стані та потребують негайної реконструкції.

ПЛ-35 кВ Л-САЗ від ПС «Славгород-тягова» забезпечує живлення промислового споживача заводу від підстанції ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» - ПС «САЗ» - по повітряній лінії довжиною 2,2 км з фазним проводом АС-95.

За останній час, спостерігається тенденція з підвищення кількості технологічних порушень - відключень обладнання підприємства. За 2019 рік в мережах ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» зафіксовано 108 технологічних порушень. З них більшість відключень фідерів 6-10 кВ, внаслідок механічного спрацювання основних елементів комутаційного обладнання.

Більше половини фідерів 6-10 кВ оснащені захистами з реле прямої дії типу РТВ чи РТМ. Такі захисти неможливо погодити по селективності, унаслідок чого в мережах 6-10-35 кВ дуже високий відсоток неселективних відключень, що приводить до зайвого відключення споживачів в аварійних режимах. Тому назріла необхідність замінити пристрої РЗА на нові. На даний час пристрої РЗА на електромеханічній базі практично не випускаються промисловістю, а на заміну їм прийшли пристрої на мікроелектронній та мікропроцесорній базі, які мають цілий ряд суттєвих переваг над електромеханічними, основними з яких є:

* Значно менші габарити, що дозволяє економити виробниче місце на підстанції.
* Дуже низьке енергоспоживання.
* Значно менша загрузка вторинних кіл вимірювальних трансформаторів, що дає змогу трансформаторам працювати в своєму класі точності навіть при значних кратностях струмів К.З.
* Можливість реалізувати уставки з точністю до 1% замість 5% в електромеханічних пристроях РЗ.
* Висока швидкість спрацювання, що забезпечує мінімальний вплив аварійного процесу на режим та стан обладнання електричної мережі.
* Можливість запису аварійного процесу. Це дає змогу аналізувати аварійний процес та виявляти неправильну дію окремих пристроїв РЗА.

Все це веде до економії коштів на експлуатацію електромереж і витрат часу на обслуговування.

З метою забезпечення нормальної життєдіяльності Користувачів, створення необхідних умов стабільної та надійної роботи системи розподілу електричних мереж компанії в осінньо-зимовий період, та враховуючи кризу в енергетиці, яка спричинила необхідність внесення змін в програми розвитку систем теплозабезпечення міст, що торкнулося і Дніпропетровську область (зокрема – м. Жовті Води, м. Вільногірськ, м. Марганець та ін.) – переведення населення на електроопалення, необхідно провести термінові дії щодо запобіганню негативних наслідків надзвичайних ситуацій, пов’язаних з можливим відключенням високовольтного обладнання в ОЗП та забезпечення безперебійного постачання електроенергії в цей період.

Всі зазначені вище проблемні питання частково ввійшли до Плану розвитку системи розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» на 2021-2025 роки.

Для підвищення енергоефективності по сценарію 2 на період 2021-2025 рр. заплановано виконання необхідних обсягів з реконструкції існуючої мережі 6-10 кВ з реконфігурацією мережі та переведенням на клас напруги 20 кВ. Першочергові заходи плануються для реалізації в м. Вільногірськ.

Обсяги реконструкцій ПС магістральних електричних мереж, за необхідністю, буде визначено при розробках ТЕО.

**1.2 Основні техніко-економічні показники електричних мереж**

**ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» за 2016-2020 роки**

Поштова адреса – 49008, м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28

Генеральний директор - Голова Правління – Корса М.В.

Директор фінансовий – Тарасенко О.В.

В.о. директора технічного – Іващук Ф.С.

Директор комерційний – Коломійчук Г.П.

Форма власності (глибина приватизації) –100% (приватна власність).

За період 2013–2018 роки, Товариство не здійснювало діяльність з постачання електричної енергії, отже, не було і розрахунків між ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК», споживачами електроенергії та ДП «ЕНЕРГОРИНОК».

Єдиним споживачем послуг ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» - ліцензіата з передачі електричної енергії на території м. Дніпро та Дніпропетровської області був АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» (ПАТ «ДТЕК ДНІПРООБЛЕНЕРГО»).

**Таблиця 1.1**

**Структура та технічний стан ліній електропередачі, км**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Електричні мережі за класами напруги** | **2016 р.** | **2017 р.** | **2018 р.** | **2019 р.** | **2020 р.** |
| ПЛ 110(150) кВ | 18,286 | 18,286 | 18,286 | 18,286 | 16,747 |
| з них підлягають реконструкції та заміні | 7,2 | 11,086 | 11,086 | 11,086 | 11,086 |
| ПЛ 35 кВ | 149,583 | 149,583 | 149,583 | 149,583 | 148,728 |
| з них підлягають реконструкції та заміні | 63,464 | 38,04 | 38,04 | 48,6 | 48,6 |
| ПЛ 10(6) кВ | 149,26 | 149,26 | 149,26 | 149,26 | 144,12 |
| з них підлягають реконструкції та заміні | 63,05 | 63,05 | 63,05 | 63,05 | 62,01 |
| ПЛ 0,4 кВ | 636,36 | 637,97 | 637,97 | 637,97 | 645,38 |
| з них підлягають реконструкції та заміні | 206,71 | 206,71 | 206,71 | 206,71 | 198,64 |
| КЛ 35 кВ | - | - | - | - | - |
| з них підлягають реконструкції та заміні | - | - | - | - | - |
| КЛ 10(6) кВ | 470,81 | 483,44 | 483,44 | 483,44 | 471,55 |
| з них підлягають реконструкції та заміні | 293,2 | 293,2 | 293,2 | 290 | 283,93 |
| КЛ 0,4 кВ | 422,8 | 330,5 | 330,5 | 330,5 | 313,52 |
| з них підлягають реконструкції та заміні | 134,61 | 136,86 | 136,86 | 158,61 | 158,36 |
| **Разом по компанії** | 1847,1 | 1847,1 | 1847,1 | 1847,1 | 1740,05 |
| з них підлягають реконструкції та заміні | 768,234 | 748,946 | 748,946 | 778,056 | 762,626 |

**Таблиця 1.2**

**Структура та технічний стан трансформаторних підстанцій, од./МВА**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Трансформаторні підстанції напругою, кВ | 2016 р. | 2017 р. | 2018 р. | 2019 р. | 2020 р. |
| 110(150)/35/10(6) | 3/116 | 3/116 | 3/116 | 3/116 | 3/116 |
| з них підлягають реконструкції та заміні | 3/116 | 3/116 | 3/116 | 3/116 | 3/116 |
| 110(150)/10(6) | 5/352 | 5/352 | 5/352 | 5/352 | 5/352 |
| з них підлягають реконструкції та заміні | 3/256 | 5/352 | 5/352 | 5/352 | 5/352 |
| 35/10(6) | 22/216,6 | 22/223,4 | 22/223,4 | 22/223,4 | 22/223,4 |
| з них підлягають реконструкції та заміні | 4/59 | 22/223,4 | 22/223,4 | 22/223,4 | 21/191,4 |
| 10(6)/0,4 | 656/370,36 | 657/370,6 | 661/372,72 | 661/372,22 | 689/374,97 |
| у тому числі: |  |  |  |  |  |
| ЗТП | 421/275,9 | 421/275,9 | 421/286,3 | 421/276,346 | 421/277,1 |
| з них підлягають реконструкції та заміні | 76 | 76 | 76 | 95 | 301 |
| КТП | 235/86,48 | 236/86,72 | 240/86,38 | 240/87,89 | 241/89,84 |
| з них підлягають реконструкції та заміні | 7 | 7 | 6 | 6 | 6 |
| РП 10(6) кВ | 27/7,98 | 27/7,98 | 27/7,98 | 27/7,98 | 27/8,1 |
| з них підлягають реконструкції та заміні | 2 | 2 | 2 | 2 | 4 |
| **Разом по компанії** | 713/1058,15 | 714/1058,39 | 718/1068,9 | 718/1063,62 | 719/1066,4 |
| з них підлягають реконструкції та заміні | 115 | 115 | 115 | 133 | 340 |

**Таблиця 1.3**

**Обсяг електричних мереж в умовних одиницях**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показник | 2016 р. | 2017 р. | 2018 р. | 2019 р. | 2020 р. |
| Кількість умовних одиниць, тис.у. о. | 24479,8 | 24479,8 | 24479,65 | 24406,86 | 24313,1 |

**Таблиця 1.4**

**Обсяги капітальних ремонтів електричних мереж**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Показники** | 2015 р. | 2016 р. | 2017 р. | 2018 р. | 2019 р. | 2020 р. |
| **Ремонт ПЛ 0,4-150 кВ (в т.ч. КЛ-0,4-10 кВ), км** | |  |  |  |  |  |
| План | 87,41 | 65,02 | 76,22 | 66,39 | 36,88 | 35,86 |
| Факт | 87,41 | 65,81 | 73,5 | 66,61 | 55,42 |  |
| % | 100,00% | 101,22% | 96,43% | 100,33% | 150,27% |  |
| **Ремонт ПС 6-150 кВ, од. (в т. ч. РП-ТП)** | |  |  |  |  |  |
| План | 137,00 | 102,00 | 252 | 487 | 170 | 183 |
| Факт | 137,00 | 150,00 | 247 | 475 | 223 |  |
| % | 100,00% | 147,06% | 98,01% | 98% | 131,18% |  |
| **Загальні витрати на ремонт електромереж, тис.грн.** | |  |  |  |  |  |
| План | 13 494 | 10 038 | 13 223 | 13 223 | 13 891 | 15030 |
| Факт | 11 803 | 11 138 | 13 343 | 13 276 | 13 998 |  |
| % | 87,47% | 110,96% | 100,91% | 100,4% | 100,77% |  |
| **Витрати на ремонт ПЛ 0,4-150 кВ, тис.грн. (в т.ч. КЛ-0,4-10 кВ)** | |  |  |  |  |  |
| План | 3 006 | 2 236 | 2 054 | 2 618 | 5 030 | 5706,4 |
| Факт | 2 369 | 2 236 | 2 508 | 2 617 | 5 317 |  |
| **%** | 78,83% | 100,00% | 122,1% | 99,9% | 105,71% |  |
| **Витрати на ремонт ПС 6-150 кВ, тис.грн.** | |  |  |  |  |  |
| План | 10 489 | 7 802 | 7 019 | 5 973 | 3 865 | 5813 |
| Факт | 9 434 | 8 902 | 6 610 | 6 133 | 3 919 |  |
| % | 89,95% | 114,10% | 94,17% | 102,68% | 101,4% |  |

**Таблиця 1.5**

**Чисельність ремонтно-експлуатаційного персоналу, чоловік**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Показники** | **2016 р.** | **2017 р.** | **2018 р.** | **2019 р.** | **2020 р.** |
| Всього чисельність промислово-виробничого персоналу, осіб | 481 | 374 | 345 | 380 | 381 |
| у тому числі електромонтерів, зайнятих експлуатацією електромереж | 299 | 232 | 182 | 200 | 205 |

**Таблиця 1.6**

**Середня за рік заробітна плата ремонтно-експлуатаційного персоналу**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Показники** | **2016 р.** | **2017 р.** | **2018 р.** | **2019 р.** | **2020 р.** |
| Середня заробітна плата, грн. | 5764 | 8724 | 11708 | 14252 | 15608 |
| **Довідково**: Середня зарплата по промисловості області | 6121 | 7831 | 10367 | 12757 |  |

**Таблиця 1.****7**

**Вартість основних фондів електричних мереж, млн. грн.**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Показники** | **2 016 р.** | **2017 р.** | **2018 р.** | **2019 р.** | **2020 р.** |
| Початкова вартість основних фондів електричних мереж | 353,718 | 387,757 | 431,203 | 480,820 | 480,820 |
| Остаточна вартість основних фондів електричних мереж: |  |  |  |  |  |
| за бухгалтерською звітністю | 155,806 | 166,138 | 185,136 | 206,398 |  |
| за податковою звітністю | 154,093 | 165,473 | 184,994 | 206,370 |  |

**Таблиця 1.8**

**Обсяги виконання інвестиційних програм, тис.грн.**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Показники** | **2016 р.** | **2017 р.** | **2018 р.** | **2019 р.** | **2020 р.** |
| план | 24 478 | 26 005 | 22975 | 34 144 | 39 681 |
| факт | 24 662 | 25 988 | 23 235 | 34 149 |  |
| % | 100,75% | 99,93% | 101,1% | 100,01% |  |

1. **[Фактичні та прогнозні обсяги попиту на електричну енергію та потужність у системі розподілу, обсяги розподілу (у т. ч. транзиту) електричної енергії мережами ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»](#Фактпрогн2змыст)**

Протягом 2013-2018 років ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» здійснювало діяльність виключно з передачі електричної енергії на території м. Дніпро та Дніпропетровської області, частини Кіровоградської області. Єдиним споживачем послуг був АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» (ПАТ «ДТЕК ДНІПРООБЛЕНЕРГО»).

Оскільки у зазначеному періоді, Товариство не здійснювало діяльність з постачання електричної енергії за регульованим тарифом, інформація щодо структури споживання у розрізі категорій споживачів відсутня.

В таблицях нижче наведені данні щодо фактичних обсягів розподілу електричної енергії у порівнянні з обсягами, передбаченими структурою діючих тарифів та прогнозні обсяги попиту на електричну енергію в системі розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» на наступні п’ять років, електричні навантаження в режимні дні та прогноз максимальних електричних навантажень підстанцій компанії.

Компанією проведено аналіз електроспоживання та електричних навантажень за наступні періоди:

* У 2015-2016 роках спостерігається спад електроспоживання, що обумовлено нестабільною економічною ситуацією в країні;
* У 2017-2018 роках відмічено коливання обсягу споживання в основному за рахунок передачі суміжним ліцензіатам.
* У 2019 році загальний обсяг розподіленої електричної енергії мережами ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» збільшився у порівнянні із загальним обсягом передачі електричної енергії мережами Товариства у 2018 році, і переважно це обумовлено збільшенням віддачі в мережі суміжних ліцензіатів з розподілу електричної енергії, хоча збільшення обсягів розподілу електричної енергії споживачам також відбулося.

**Таблиця 2.1**

**Обсяги розподілу електричної енергії, млн. кВт.год.**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| №з/п | Найменування | **2 015 р.** | **2 016 р.** | **2017 р.** | **2018 р.** |
| **млн. кВт.год** | **млн. кВт.год** | **млн. кВт.год** | **млн. кВт.год** |
| 1 | **Обсяги розподілу план** | 1 343,73 | 1 371,45 | 1 298,00 | 1 356,95 |
| (+)Збільш./(-)зменш. від попер.року в % | -2,25% | 2,06% | -5,36% | 4,54% |
| 2 | **Обсяги розподілу факт** | 1 371,45 | 1 348,94 | 1 420,29 | 1 343,82 |
| (+)Збільш./(-)зменш. від попер.року в % | -1,84% | -1,64% | 5,29% | -5,38% |
|  | у тому числі: |  |  |  |  |
| 2.1 | передача суміжним ліцензіатам | 715,02 | 687,25 | 763,04 | 713,1 |
| 2.2 | споживачам | 656,43 | 661,69 | 657,25 | 630,72 |

**Обсяги розподілу електричної енергії, млн. кВт.год.**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| №з/п | Найменування | **2019 р.** |
| **млн. кВт.год** |
| 1 | **Обсяги розподілу споживачам план** | 738,532 |
| (+)Збільш./(-)зменш. від попер.року в % | - |
| 2 | **Обсяги розподілу споживачам факт** | 719,664 |
| (+)Збільш./(-)зменш. від попер.року в % | 14,10% |
| 3 | **Обсяги віддачі в мережу суміжних ліцензіатів план** | 883,007 |
| (+)Збільш./(-)зменш. від попер.року в % | - |
| 4 | **Обсяги віддачі в мережу суміжних ліцензіатів факт** | 869,912 |
| (+)Збільш./(-)зменш. від попер.року в % | 21,99% |

Обсяги попиту на електричну енергію за 2019 р. та прогнозовані обсяги розподілу електричної енергії мережами ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» на 2020-2025 рр., в тому числі віддачі електричної енергії через електромережі ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» до суміжних ліцензіатів з розподілу та розподілу електричної енергії безпосередньо споживачам, та величину витрат електроенергії в мережах компанії наведено в таблиці 2.2.

**Таблиця 2.2**

**Обсяги попиту на електричну енергію за 2019 р. та прогнозні обсяги попиту на електричну енергію в системі розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» на 2020-2025 рр.**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № з/п | Найменування | 2019 | Очікуваний розподіл електричної енергії, млн. кВт.год | | | | | |
| 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
| 1 | Розподіл ел.енергії, млн.кВт\*год | 1589,57 | 1606,53 | 1618,81 | 1623,27 | 1623,27 | 1623,27 | 1623,27 |
| (+)Збільш./(-)зменш. від попер. року в % | 2,50 | 1,07 | 1,85 | 2,13 | 2,13 | 2,13 | 2,13 |
| 1.1 | в т.ч. суміжним ліцензіатам | 869,912 | 882,86 | 891,69 | 896,15 | 896,15 | 896,15 | 896,15 |
| 1.2 | в т.ч. споживачам | 719,66 | 723,66 | 727,12 | 727,12 | 727,12 | 727,12 | 727,12 |
| 1.2.1 | Промисловість | 199,64 | 199,64 | 199,64 | 199,64 | 199,64 | 199,64 | 199,64 |
| 1.2.2 | Сільгоспспоживачі | 1,46 | 1,45 | 1,45 | 1,45 | 1,45 | 1,45 | 1,45 |
| 1.2.3 | Транспорт | 6,85 | 6,85 | 6,85 | 6,85 | 6,85 | 6,85 | 6,85 |
| 1.2.4 | Комунально-побутові споживачі | 45,75 | 45,75 | 45,75 | 45,75 | 45,75 | 45,75 | 45,75 |
| 1.2.5 | Інші непромислові споживачі | 230,32 | 209,79 | 212,89 | 212,89 | 212,89 | 212,89 | 212,89 |
| 1.2.6 | Населення | 235,64 | 260,18 | 260,54 | 260,54 | 260,54 | 260,54 | 260,54 |
| 2 | Витрати електроенергії на власні потреби ОСР | 1,279 | 1,62 | 1,62 | 1,62 | 1,62 | 1,62 | 1,62 |
| 3 | Витрати електроенергії на її транспортування в мережах ОСР | 71,740 | 73,213 | 72,545 | 71,883 | 71,228 | 70,578 | 69,935 |

В таблиці 2.3. наведені дані максимуму зимових навантажень 2015-2019 років по ПС 150-35 кВ.

**Таблиця 2.3**

**Електричні навантаження в режимні дні, МВт**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показники | 2015 р. | 2016 р. | 2017 р. | 2018 р. | 2019 р. |
| Максимальне електричне навантаження | 101,86 | 116,7 | 105,94 | 130,3 | 118,55 |
| Мінімальне електричне навантаження | 47 | 62,033 | 65,216 | 77,03 | 76,89 |

При розрахунках прогнозованого максимального навантаження у режимні дні за роками враховано:

* вихідні дані прогнозованого споживання на період 2021-2025 роки суміжного оператору системи розподілу АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ" (лист від 03.04.2020 №17613/1001);
* інформацію прогнозованого споживання Споживачів електричної енергії на період 2021-2025 роки ДП «ВО ПМЗ ім. О.М. Макарова (лист від 25.03.2020 № 405/168), ПАТ «Кривбасзалізрудком» (лист від 26.03.2020 №5306/139), АТ «Криворізька теплоцентраль» (лист від 17.03.2020 №2266);
* потужність виданих, але не реалізованих технічних умов.

Дані щодо прогнозованих рівнів електроспоживання та електричних навантажень компанії приведені в таблиці 2.4.

**Таблиця 2.4**

**Прогноз максимальних електричних навантажень підстанцій компанії, МВт**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Показники** | **2020 р.** | **2021 р.** | **2022 р.** | **2023 р.** | **2024 р.** | **2025 р.** |
| Максимум навантаження, МВт | **128,54** | **132,333** | **136,22** | **140,20** | **144,28** | **148,46** |

1. **[Фактичні та обґрунтовані прогнозні обсяги відпуску електричної енергії виробників електричної енергії, приєднаних до системи розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»](#Фактобгрунт3зміст" \o "зміст)**

На підставі аналізу фактичних обсягів електроенергії виробленої суб’єктами господарювання, що виробляють електричну енергію з використанням альтернативних джерел енергії, яким встановлено "зелений тариф", а саме СЕС та «приватні домогосподарства» можна зробити висновок, що ситуація змінюється щороку, оскільки чітко визначено механізм отримання «зеленого» тарифу для об’єктів генерації та затверджено механізм встановлення, підключення до електромереж, обліку, продажу та розрахунків за електроенергію за «зеленим тарифом».

Так в 2019 році до системи розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» були приєднані нові сонячні електростанції та збільшилась потужність генеруючих установок «приватних домогосподарств».

Інформація щодо нових приєднань СЕС в 2019 році наведена в таблиці 3.1.

**Таблиця 3.1**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Найменування організації | Вид джерела | Адреса об’єкту | Напруга в точці приєднання, кВ | дата введення в експлуатацію встановленої потужності | Заявлена потужність, кВт |
| ТОВ «ФЕС ФОТОН» | СЕС | м. Дніпро (ТП-312) | 6 | червень 2019 р. | 400 |
| ТОВ «Джі Пі Солар» | СЕС | Дніпропетровська обл., Широківський р-н, смт. Широке (ПС «Луч») | 10 | грудень 2019 р. | 8000 |
| ТОВ «СОЛАР М» | СЕС | Дніпропетровська обл., Широківський р-н., смт. Широке (ПС «Луч») | 10 | серпень 2019 р. | 3600 |
| ВСЬОГО: | | | | | 12 000 |

Інформація щодо зростання загальної кількості та загальної потужності генеруючих «приватних домогосподарств» в 2019 році в порівнянні з 2018 роком наведена в таблиці 3.2.

**Таблиця 3.2**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Місцезнаходження обєкту СЕС | 2018 рік | | 2019 рік | |
| Загальна кількість, од. | Загальна потужність генеруючих установок, кВт | Загальна кількість, од. | Загальна потужність генеруючих установок, кВт |
| м. Жовті Води | 8 | 176,20 | 18 | 324,21 |
| м. Кривий Ріг | 11 | 249,80 | 42 | 1231,81 |
| м. Вільногірськ | 1 | 15,00 | 2 | 28,00 |
| м. Інгулець | 1 | 30,00 | 2 | 60,00 |
| смт. Гвардейське | --- | --- | 1 | 17,00 |
| м. Дніпро | --- | --- | 19 | 340,8 |
| ВСЬОГО: | 21 | 471,00 | 84 | 2001,82 |

Інформація щодо фактичного відпуску електричної енергії виробленої суб’єктами господарювання, що виробляють електричну енергію з використанням альтернативних джерел енергії за 2017 - 2019 рік та прогнозний відпуск в систему розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» на 2021 - 2025 роки наведена в таблиці 3.3. Прогноз відпуску розраховано з урахуванням статистичного аналізу погодних умов по регіонам де встановлені СЕС, а також поетапного вводу потужностей суб’єктів господарювання, що мають намір вироблять електричну енергію з альтернативних джерел енергії та з якими укладено договір про приєднання до електричних мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» (перелік наведено в таблиці 3.4 ). Враховуючи, що у 2019 році потужності генеруючих установок юридичних споживачів-виробників були введені в експлуатацію в другій половині року (а найпотужнішого - ТОВ «Джі Пі Солар» в грудні 2019 року) обсяги відпуску електричної енергії в систему розподілу за 2019 рік та прогнозованого 2020 року значно відрізняються. У прогнозах наступних років враховано планові дати вводу в експлуатацію по існуючим проектним документам, та динаміку підключення потужностей «приватних домогосподарств».

**Таблиця 3.3**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Показники | Рік | Обсяги відпуску в систему розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» | |
| кВт\*год | зміни на % |
| Фактичний відпуск електричної енергії з використанням альтернативних джерел енергії, кВт\*год | 2017 | 33 422 |  |
| 2018 | 202 062 | 83% |
| 2019 | 1 736 245 | 88% |
| Прогнозний відпуск електричної енергії з використанням альтернативних джерел енергії, кВт\*год | 2020 | 9 406 592 | 82% |
| 2021 | 13 593 908 | 31% |
| 2022 | 14 523 908 | 6% |
| 2023 | 15 393 908 | 6% |
| 2024 | 16 243 908 | 5% |
| 2025 | 17 103 908 | 5% |

Перелік суб’єктів господарювання, що мають намір вироблять електричну енергію з альтернативних джерел енергії та з якими укладено договір про приєднання до електричних мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» наведено в таблиці 3.4.

**Таблиця 3.4**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Суб’єкт господарювання, що матиме у користуванні об'єкт ВДЕ | Вид генеруючої потужності | Адреса об’єкту | Назва ПС 110-150 кВ, до якої має передаватись потужність об’єкта електроенергетики | Встановлена потужність, кВт | Прогнозна дата введення в експлуатацію (цілком або частини встановленої потужності) |
| ПП «ПРАГМА -СКЛАД» | СЕС | Дніпропетровська обл., Дніпровський р-н., с/р Чумаківська (ПС «Сельстрой») | ПС 150 кВ «Майовка» | 12 800 | 30.11.2020 |
| ТОВ «ДНЄПР ДЕВЕЛОПМЕНТ КОМПАНІ» | СЕС | Дніпропетровська обл., Дніпровський р-н., територія Підгородненської міської ради (ПС «НМФ» | ПС 150 кВ «Новомосковська» | 4 900 | 30.12.2020 |
| ТОВ «ЕТЛ СОЛАР РУФ» | СЕС | складська будівля (дах) по вул. Будівельників, буд. 25 у м. Дніпро (ТП-239) | ПС № 2 | 180 | 30.12.2020 |

1. **[Заплановані та прогнозні рівні потужності в кожній точці приєднання системи розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» до системи передачі та до систем розподілу інших ОСР та/або збільшення потужності для існуючих точок приєднання](#Запланпрогн4зміст" \o "зміст)**

ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» взаємодіє з суміжними операторами системи розподілу АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ», ПАТ «Укрзалізниця», ТОВ «ДТЕК ВИСОКОВОЛЬТНІ МЕРЕЖІ», ПАТ «КІРОВОГРАДОБЛЕНЕРГО». Основними джерелами живлення мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» є підстанції оператора системи передачі НЕК «УКРЕНЕРГО». В таблиці 4.1. наведено характеристики джерел живлення та максимальні навантаження підстанцій 150-35 кВ компанії у режимні дніза період 2015-2019 роки (проведені в грудні місяці на 17-00).

**Таблиця 4.1**

**Характеристика джерел живлення**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Джерело живлення: ПС напругою 220 кВ і вище або лінія 110 (150) кВ від джерел живлення, розміщених на території інших ліцензіатів 1) | | ПС 110(150)/35/10(6) і 110(150)/10(6) кВ, які живляться від джерела живлення | | | | Максимальні навантаження у режимні дні в МВт за роками | | | | |
|
| Назва | Кількість і потужність автотранс-форматорів; довжина ЛЕП, марка та переріз проводів | Назва | Кількість і потуж-ність трансфор-маторів | | Рік будівництва | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| од./МВА | МВт |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| ПДТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Дніпровська» НЕК «УКРЕНЕРГО», ДГЕС-1 Укргідроенерго; ПС «Вузлова», ПС «Солоне», ПЛ-150 кВ Л-11А, Л-10А АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» | 2х400 МВА, 3х250 МВА | ПС-154/35/6 кВ «КПО» | 1Т/25 | 23 | 1966 | 8,5 | 9,1 | 9,2 | 14,4 | 15,1 |
| 2Т/25 | 23 | 1969 | 11,7 | 5,7 | 6,2 | 14,2 | 12,3 |
| ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ» | 1Т/32 | 29,4 | 1978 | 2 | 3 | 1,42 | 6,8 | 5,1 |
| 2Т/40 | 36,8 | 2012 | 5,62 | 7,8 | 8 | 4,1 | 5,5 |
| ПДТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Дніпровська» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «КЛ» ПЛ--150 кВ Л-34, Л-34-А АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» | 2х400 МВА 3х250 МВА | ПС-154/6/6 «Трубна» | 1Т/32 | 29,4 | 1975 | 2,4 | 4 | 1,7 | 3,7 | 3,8 |
| 2Т/32 | 29,4 | 1972 | 2,2 | 2,64 | 5,5 | 3,4 | 0,7 |
| ПС 330 кВ «ВДГМК» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 330 кВ «Рудна» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС-150 кВ «ПІВНІЧНА», ПЛ-154 кВ Л-73, Л-73А АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» | 1х250 МВА, 3х250 МВА | ПС-150/35/10 кВ «Силова» | 1Т/16 | 14,7 | 1987 | 1,4 | 1 | 1,5 | 1,22 | 3 |
|
| ПС 330 кВ «Павлоградська» НЕК «УКРЕНЕРГО»; | 2х250 МВА | ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ» | 4Т/32 | 29,4 | 1985 | 1 | 0,5 | 0,4 | 0,34 | 0,33 |
| ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО» | 1Т/32 | 29,4 | 1974 | 1,5 | 2,2 | 1,5 | 2,8 | 1,8 |
| 2Т/32 | 29,4 | 1977 | 2 | 1,8 | 1,5 | 1,2 | 3,4 |
| ПС 330 кВ «Криворізька» «НЕК «УКРЕНЕРГО» | 2х250 МВА | ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ» | 1Т/60 | 55,2 | 1968 | 4,4 | 4 | 4,42 | 5,2 | 3,3 |
| 2Т/60 | 55,2 | 1970 | 6,7 | 6,2 | 1,7 | 8,8 | 5,2 |
| ПДТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Дніпровська» НЕК «УКРЕНЕРГО», ДГЕС-1 Укргідроенерго; ПС «Вузлова», ПЛ-150 кВ Л-0,13А, Л-0-27 АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» | 2х400 МВА 3х250 МВА | ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1» | 1Т/25 | 23 | 1977 | - | 5 | 3,6 | 3,6 | 9,5 |
| 2Т/25 | 23 | 1977 | - | 3 | 3,8 | 3,8 | 7,2 |
|  |  | ***Всього напругою 150 кВ*** | **468** |  |  | **49,42** | **55,94** | **50,44** | **73,56** | **76,23** |
| ПС 330 кВ «Першотравнева» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 330 кВ «Рудна» НЕК «УКРЕНЕРГО»; | 3х250 МВА, 3х250 МВА | ПС-35/6 кВ № 3 | 1Т/6,3 | 5,80 | 1985 | 0 | 2,8 | 1 | 1 | 0,6 |
| 2Т/6,3 | 5,80 | 1985 | 2,7 | 0 | 0,8 | 1 | 0,4 |
| КрТЕС ДТЕК; ПС «Михайлівська 35/10 кВ» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» |  | ПС-35/6 кВ «ЖКК» | 1Т/4 | 3,7 | 1981 | 0,3 | 0,3 | 1 | 0,2 | 0,2 |
| 2Т/4 | 3,7 | 1981 | 0,6 | 0,5 | 1 | 1 | 0,4 |
| ПС 330 кВ «Феросплавна» НЕК «УКРЕНЕРГО», ДГЕС-1 Укргідроенерго; ПС «Грушевська  150 кВ» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» | 2х400 МВА | ПС-35/6 кВ «Стрічка» | 1Т/6,3 | 5,8 | 2016 | 1,5 | 3 | 3,3 | 3,7 | 2,8 |
| 2Т/6,3 | 5,8 | 2015 | 2,3 | 3 | 3,4 | 3,94 | 3,2 |
| ПДТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Дніпровська» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Новомосковськ-тягова» АТ «Укрзалізниця» | 2х400 МВА 3х250 МВА | ПС-35/10 кВ «НМФ» | 1Т/4 | 3,7 | 1984 | 0,1 | 0,8 | 0,1 | 0,2 | 1,1 |
| 2Т/4 | 3,7 | 1984 | 1,1 | 0 | 0,6 | 0,7 |
| КрТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Гірнича» НЕК «УКРЕНЕРГО», КахГЕС Укргідроенерго;  ПС «Южна-35» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» | 4х250 МВА | ПС № 50 «Березняки» 35/10/6 кВ | 1Т/10 | 9,2 | 1989 | 1,8 | 2 | 2,3 | 2,7 | 2,52 |
| 2Т/10 | 9,2 | 1989 | 1,9 | 3,1 | 3,1 | 3,2 | 2,7 |
| КрТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Гірнича» НЕК «УКРЕНЕРГО», КахГЕС Укргідроенерго; ПС «Южна-35» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» | 4х250 МВА | ПС № 47 35/6 кВ «Західна» | 1Т/4 | 3,7 | 2014 | 1,2 | 0,7 | 2,5 | 1,2 | 0,65 |
| 2Т/4 | 3,7 | 2014 | 0,7 | 0,8 | 0,54 | 1 | 0,68 |
| КрТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Гірнича» НЕК «УКРЕНЕРГО», КахГЕС Укргідроенерго; ПС «Южна-35» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» | 4х250 МВА | ПС № 5 «Жилселище» 35/6 кВ | 1Т/6,3 | 5,8 | 1917 | 1,4 | 0,9 | 4,2 | 1,7 | 1,5 |
| 2Т/6,3 | 5,8 | 1917 | 4,1 | 4,4 |  | 3,1 | 2,32 |
| ПС «Рудна-330»ДП «НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 150/35/6 кВ «Електронна-150» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» | 3х250 МВА | ПС-»Інгулецька» 35/6 кВ | 1Т/2,5 | 2,3 | 2015 | 0,1 | 1,1 | 0,1 | 0,74 | 0,5 |
| ВДГМК-1ДП «НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 150/35/6 кВ «Сєверна-150» ДТЕК | 1х250 МВА | 2Т/2,5 | 2,3 | 2015 | 0,6 | 0,1 | 0,3 | 0,1 | 0,1 |
| ПС 330 кВ «Рудна» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 330 кВ «ВДГМК» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС 35/6 кВ «Нова» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» | 3х250 МВА | ПС «С-35»35/6 кВ | 1Т/3,2 | 2,9 | 1952 | 3 | 2 | 2 | 1,4 | 1,9 |
| ПС 330 кВ «Рудна» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 330 кВ «ВДГМК» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС 150/35/6 кВ «Електронна-150» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» | 3х250 МВА | ПС- 29 35/6 кВ | 1Т/4 | 3,7 | 1981 | 0,1 | 0,62 | 0,1 | 0,1 | 0,5 |
| 2Т/4 | 3,7 | 1983 | 0,5 | 0,1 | 0,6 | 0,8 |
| ПС 330 кВ «Рудна» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 330 кВ «ВДГМК» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС 150/35/6 кВ «Електронна-150» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» | 3х250 МВА | ПС-5 35/6 кВ м. Жовті Води | 1Т/16 | 14,7 | 2019 | 12,2 | 11 | 13,2 | 16 | 8,3 |
| 2Т/16 | 14,7 | 2018 | 3,7 | 9 | 4,4 | 0 |
| ПС 330 кВ «Південна» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 330 кВ «Нікопольська» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Газопровід», ПС «Батуринська» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» | 4х250 МВА | ПС-35/6 кВ «Чешка» | 1Т/1,6 | 1,5 | 1960 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,51 |
| 2Т/2,5 | 2,3 | 2012 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| КрТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Гірнича» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Широківська» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» | 4х250 МВА | ПС-35/10 кВ «Луч» | 1Т/6,3 | 5,8 | 1993 | 0,5 | 0,5 | 0,1 | 0,5 | 0,5 |
| 2Т/6,3 | 5,8 | 1999 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| ПС 330 кВ «Першотравнева» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Девладове-тягова» АТ «Укрзалізниця» | 3х250МВА | ПС «Макорти» 35/6 кВ | 1Т/2,5 | 2,3 | 1971 | 0,2 | 0,3 | 0,14 | 0,2 | 0,4 |
| ПС 330 кВ «Павлоградська» НЕК «УКРЕНЕРГО»; | 2х250 МВА | ПС-35/6 кВ «Палмаш» | 1Т/10 | 9,2 | 1971 | 0 | 0 | 0,1 | 0,4 | 0,7 |
| 2Т/10 | 9,2 | 2011 | 0,3 | 0,4 | 0,1 | 0,1 |
| ПС 330 кВ «Південна» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Южная-35 35/6 кВ» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» | 4х250 МВА | ПС 35/6 кВ «Рахманово» | 1Т/4 | 3,7 | 2014 | 2,2 | 2,3 | 1,7 | 2,2 | 1,3 |
| 2Т/4 | 3,7 | 2014 | 1 | 1,2 | 1 | 1,1 |
| ПС 330 кВ «Павлоградська» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС 150/35 кВ «Перещепіне-150» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» | 2х250 МВА | ПС «НВ-ЦЗ» 35/6 кВ | 1Т/1,8 | 1,7 | 1989 | 0,24 | 0,3 | 0,4 | 0,33 | 0,32 |
| ПС 330 кВ «Павлоградська» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПДТЕС ДТЕК; ПС «Славгород-тягова» АТ «Укрзалізниця» | 2х250 МВА | ПС «САЗ» 35/10/6 кВ | 1Т/2,5 | 2,3 | 1977 | 0,4 | 2,52 | 1,3 | 2,2 | 4,5 |
| 2Т/2,5 | 2,3 | 1968 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| ПС 330 кВ «Феросплавна» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Нікопольська-150» ПС «НГ-35» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» | 5х250 МВА | ПС-35/6 кВ «Молзавод» | 1Т/2,5 | 2,3 | 1988 | 2,4 | 2,3 | 2,4 | 2,4 | 1,22 |
| ПС 330 кВ «Прометей» НЕК «УКРЕНЕРГО»; | 2х250 МВА | ПС-35/6 кВ №14 | 3Т/2,5 | 2,3 | 1977 | 0,14 | 0,14 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| 4Т/3,2 | 2,9 | 1956 | 0,1 | 0,14 | 0 | 0 |
| ПС 330 кВ «Павлоградська» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС 35/10 кВ «Губиниха» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» | 2х250 МВА | ПС «ЦЗ» 35/6 кВ | 1Т/4 | 3,7 | 1988 | 1,5 | 0 | 0,3 | 0,43 | 0,4 |
| 2Т/4 | 3,7 | 1987 | 0 | 1 | 0,5 | 0,4 |
| ПДТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Дніпровська» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Єлізаветівка» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» |  | ПС-35/10 кВ «Сельстрой» | 1Т/10 | 9,2 | 1970 | 1,24 | 1,74 | 1,3 | 0,6 | 1,6 |
| 2Т/10 | 9,2 | 1970 | 0,82 | 1,1 | 0,52 | 1 |
|  |  | ***Всього напругою 35 кВ*** | **220,2** |  |  | **52,44** | **60,76** | **55,5** | **56,74** | **42,32** |
|  |  | ***Всього по підстанціям напругою 150-35 кВ*** | **688,2** |  |  | **101,86** | **116,7** | **105,94** | **130,3** | **118,55** |

Дані щодо прогнозованих рівнів електроспоживання та електричних навантажень компанії (без урахування обсягів робіт за сценарієм 2) наведені в таблиці 2.4.

При розрахунках прогнозованого максимального навантаження у режимні дні за роками враховано: потужність виданих, але не реалізованих технічних умов.

**Таблиця 4.2**

**Прогноз максимальних електричних навантажень підстанцій компанії, МВт**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Джерело живлення: ПС напругою 220 кВ і вище або лінія 110 (150) кВ від джерел живлення, розміщених на території інших ліцензіатів 1) | | ПС 110(150)/35/10(6) і 110(150)/10(6) кВ, які живляться від джерела живлення | | | | Максимальні навантаження (прогнозовані) у режимні дні в МВт за роками | | | | | |
| Назва | Кількість і потужність автотранс-форматорів; довжина ЛЕП, марка та переріз проводів | Назва | Кількість і потуж-ність трансфор-маторів | | Рік будівництва | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
| од./МВА | МВт |
| ПДТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Дніпровська» НЕК «УКРЕНЕРГО», ДГЕС-1 Укргідроенерго; ПС «Вузлова», ПС «Солоне» ПЛ-150 кВ Л-11А, Л-10А АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» | 2х400 МВА, 3х250 МВА | ПС-154/35/6 кВ «КПО» | 1Т/25 | 23 | 1966 | 29,58 | 30,171 | 30,77 | 31,39 | 32,02 | 32,66 |
| 2Т/25 | 23 | 1969 |
| ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ» | 1Т/32 | 29,4 | 1978 | 12,68 | 12,995 | 13,32 | 13,65 | 13,99 | 14,34 |
| 2Т/40 | 36,8 | 2012 |
| ПДТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Дніпровська» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «КЛ» ПЛ--150 кВ Л-34, Л-34-А АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» | 2х400 МВА 3х250 МВА | ПС-154/6/6 «Трубна» | 1Т/32 | 29,4 | 1975 | 5,82 | 5,968 | 6,12 | 6,27 | 6,43 | 6,59 |
| 2Т/32 | 29,4 | 1972 |
| ПС 330 кВ «ВДГМК» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 330 кВ «Рудна» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС-150 кВ «ПІВНІЧНА», ПЛ-154 кВ Л-73, Л-73А АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ  ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» | 1х250 МВА, 3х250 МВА | ПС-150/35/10 кВ «Силова» | 1Т/16 | 14,7 | 1987 | 6,45 | 6,615 | 6,78 | 6,95 | 7,12 | 7,30 |
|
| ПС 330 кВ «Павлоградська» НЕК «УКРЕНЕРГО»; | 2х250 МВА | ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ» | 4Т/32 | 29,4 | 1985 | 0,34 | 0,35 | 0,36 | 0,36 | 0,37 | 0,38 |
| ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО» | 1Т/32 | 29,4 | 1974 | 5,67 | 5,81 | 5,95 | 6,10 | 6,25 | 6,41 |
| 2Т/32 | 29,4 | 1977 |
| ПС 330 кВ «Криворізька» «НЕК «УКРЕНЕРГО» | 2х250 МВА | ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ» | 1Т/60 | 55,2 | 1968 | 8,71 | 8,93 | 9,15 | 9,38 | 9,62 | 9,86 |
| 2Т/60 | 55,2 | 1970 |
| ПДТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Дніпровська» НЕК «УКРЕНЕРГО», ДГЕС-1 Укргідроенерго; ПС «Вузлова», ПЛ-150 кВ Л-0,13А, Л-0-27 АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» | 2х400 МВА 3х250 МВА | ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1» | 1Т/25 | 23 | 1977 | 17,78 | 18,23 | 18,68 | 19,15 | 19,63 | 20,12 |
| 2Т/25 | 23 | 1977 |
|  |  | ***Всього напругою 150 кВ*** | **468** |  |  | **87,22** | **89,247** | **91,33** | **93,46** | **95,63** | **97,86** |
| ПС 330 кВ «Першотравнева» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 330 кВ «Рудна» НЕК «УКРЕНЕРГО»; | 3х250 МВА, 3х250 МВА | ПС-35/6 кВ № 3 | 1Т/6,3 | 5,80 | 1985 | 1,83 | 1,871 | 1,918 | 1,966 | 2,015 | 2,065 |
| 2Т/6,3 | 5,80 | 1985 |
| КрТЕС ДТЕК; ПС «Михайлівська 35/10 кВ» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» |  | ПС-35/6 кВ «ЖКК» | 1Т/4 | 3,7 | 1981 | 0,62 | 0,63 | 0,65 | 0,66 | 0,68 | 0,70 |
| 2Т/4 | 3,7 | 1981 |
| ПС 330 кВ «Феросплавна» НЕК «УКРЕНЕРГО», ДГЕС-1 Укргідроенерго; ПС «Грушевська  150 кВ» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» | 2х400 МВА | ПС-35/6 кВ «Стрічка» | 1Т/6,3 | 5,8 | 2016 | 6,15 | 6,30 | 6,46 | 6,62 | 6,79 | 6,96 |
| 2Т/6,3 | 5,8 | 2015 |
| ПДТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Дніпровська» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Новомосковськ-тягова» АТ «Укрзалізниця» | 2х400 МВА 3х250 МВА | ПС-35/10 кВ «НМФ» | 1Т/4 | 3,7 | 1984 | 1,13 | 1,16 | 1,18 | 1,21 | 1,24 | 1,28 |
| 2Т/4 | 3,7 | 1984 |
| КрТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Гірнича» НЕК «УКРЕНЕРГО», КахГЕС Укргідроенерго;  ПС «Южна-35» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» | 4х250 МВА | ПС № 50 «Березняки» 35/10/6 кВ | 1Т/10 | 9,2 | 1989 | 5,42 | 5,63 | 5,84 | 6,05 | 6,27 | 6,50 |
| 2Т/10 | 9,2 | 1989 |
| КрТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Гірнича» НЕК «УКРЕНЕРГО», КахГЕС Укргідроенерго; ПС «Южна-35» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» | 4х250 МВА | ПС № 47 35/6 кВ «Західна» | 1Т/4 | 3,7 | 2014 | 1,36 | 1,40 | 1,43 | 1,47 | 1,50 | 1,54 |
| 2Т/4 | 3,7 | 2014 |
| КрТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Гірнича» НЕК «УКРЕНЕРГО», КахГЕС Укргідроенерго; ПС «Южна-35» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» | 4х250 МВА | ПС № 5 «Жилселище» 35/6 кВ | 1Т/6,3 | 5,8 | 2017 | 4,12 | 4,43 | 4,74 | 5,07 | 5,40 | 5,74 |
| 2Т/6,3 | 5,8 | 2017 |
| ПС «Рудна-330»ДП «НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 150/35/6 кВ «Електронна-150» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» | 3х250 МВА | ПС-»Інгулецька» 35/6 кВ | 1Т/2,5 | 2,3 | 2015 | 0,62 | 0,63 | 0,65 | 0,66 | 0,68 | 0,70 |
| ВДГМК-1ДП «НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 150/35/6 кВ «Сєверна-150» ДТЕК | 1х250 МВА | 2Т/2,5 | 2,3 | 2015 |
| ПС 330 кВ «Рудна» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 330 кВ «ВДГМК» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС 35/6 кВ «Нова» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» | 3х250 МВА | ПС «С-35»35/6 кВ | 1Т/3,2 | 2,9 | 1952 | 1,95 | 2,01 | 2,06 | 2,12 | 2,18 | 2,24 |
| ПС 330 кВ «Рудна» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 330 кВ «ВДГМК» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС 150/35/6 кВ «Електронна-150» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» | 3х250 МВА | ПС- 29 35/6 кВ | 1Т/4 | 3,7 | 1981 | 0,31 | 0,32 | 0,32 | 0,33 | 0,34 | 0,35 |
| 2Т/4 | 3,7 | 1983 |
| ПС 330 кВ «Рудна» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 330 кВ «ВДГМК» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС 150/35/6 кВ «Електронна-150» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» | 3х250 МВА | ПС-5 35/6 кВ м. Жовті Води | 1Т/16 | 14,7 | 1981 | 8,67 | 9,05 | 9,44 | 9,83 | 10,24 | 10,66 |
| 2Т/16 | 14,7 | 2018 |
| ПС 330 кВ «Південна» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 330 кВ «Нікопольська» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Газопровід», ПС «Батуринська» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» | 4х250 МВА | ПС-35/6 кВ «Чешка» | 1Т/1,6 | 1,5 | 1960 | 0,52 | 0,54 | 0,55 | 0,56 | 0,58 | 0,59 |
| 2Т/2,5 | 2,3 | 2012 |
| КрТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Гірнича» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Широківська» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» | 4х250 МВА | ПС-35/10 кВ «Луч» | 1Т/6,3 | 5,8 | 1993 | 0,51 | 0,53 | 0,54 | 0,55 | 0,57 | 0,58 |
| 2Т/6,3 | 5,8 | 1999 |
| ПС 330 кВ «Першотравнева» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Девладове-тягова» АТ «Укрзалізниця» | 3х250МВА | ПС «Макорти» 35/6 кВ | 1Т/2,5 | 2,3 | 1971 | 0,41 | 0,42 | 0,43 | 0,44 | 0,45 | 0,46 |
| ПС 330 кВ «Павлоградська» НЕК «УКРЕНЕРГО»; | 2х250 МВА | ПС-35/6 кВ «Палмаш» | 1Т/10 | 9,2 | 1971 | 0,72 | 0,74 | 0,75 | 0,77 | 0,79 | 0,81 |
| 2Т/10 | 9,2 | 2011 |
| ПС 330 кВ «Південна» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Южная-35 35/6 кВ» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» | 4х250 МВА | ПС 35/6 кВ «Рахманово» | 1Т/4 | 3,7 | 2014 | 1,33 | 1,37 | 1,40 | 1,43 | 1,47 | 1,51 |
| 2Т/4 | 3,7 | 2014 |
| ПС 330 кВ «Павлоградська» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС 150/35 кВ «Перещепіне-150» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» | 2х250 МВА | ПС «НВ-ЦЗ» 35/6 кВ | 1Т/1,8 | 1,7 | 1989 | 0,33 | 0,34 | 0,34 | 0,35 | 0,36 | 0,37 |
| ПС 330 кВ «Павлоградська» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПДТЕС ДТЕК; ПС «Славгород-тягова» АТ «Укрзалізниця» | 2х250 МВА | ПС «САЗ» 35/10/6 кВ | 1Т/2,5 | 2,3 | 1977 | 1,23 | 1,261 | 1,29 | 1,32 | 1,36 | 1,39 |
| 2Т/2,5 | 2,3 | 1968 |
| ПС 330 кВ «Феросплавна» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Нікопольська-150» ПС «НГ-35» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» | 5х250 МВА | ПС-35/6 кВ «Молзавод» | 1Т/2,5 | 2,3 | 1988 | 1,25 | 1,28 | 1,31 | 1,35 | 1,38 | 1,41 |
| ПС 330 кВ «Прометей» НЕК «УКРЕНЕРГО»; | 2х250 МВА | ПС-35/6 кВ №14 | 3Т/2,5 | 2,3 | 1977 | 0,51 | 0,53 | 0,54 | 0,55 | 0,57 | 0,58 |
| 4Т/3,2 | 2,9 | 1956 |
| ПС 330 кВ «Павлоградська» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС 35/10 кВ «Губиниха» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» | 2х250 МВА | ПС «ЦЗ» 35/6 кВ | 1Т/4 | 3,7 | 1988 | 0,59 | 0,79 | 1,00 | 1,21 | 1,42 | 1,64 |
| 2Т/4 | 3,7 | 1987 |
| ПДТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Дніпровська» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Єлизаветівка» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» |  | ПС-35/10 кВ «Сельстрой» | 1Т/10 | 9,2 | 1970 | 1,74 | 1,89 | 2,04 | 2,20 | 2,36 | 2,52 |
| 2Т/10 | 9,2 | 1970 |
|  |  | ***Всього напругою 35 кВ*** | **220,2** |  |  | **41,32** | **43,086** | **44,89** | **46,75** | **48,65** | **50,59** |
|  |  | ***Всього по підстанціям напругою 150-35 кВ*** | **688,2** |  |  | **128,54** | **132,333** | **136,22** | **140,20** | **144,28** | **148,46** |

1. **[Заходи з будівництва об’єктів системи розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК», включаючи засоби РЗА, ПА і зв’язку, потреба в яких визначена ОСП відповідно до вимог підтримання належного рівня операційної безпеки](#Заходибудівн5зміст" \o "зміст)**

НЕК «УКРЕНЕРГО» згідно листа від 06.06.2019р. № 01/20515 для ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» були запропоновані такі напрямки перспективного розвитку:

* Реконструкція ВРУ-150 кВ з впровадженням ПРВВ ПС «Орсільмаш» 150/10 кВ у м. Оріхів Запорізької області, яка знаходиться також у власності ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК».

Побудована підстанція у 1978 році. Через цю підстанцію відбувається транзит електроенергії споживачам Токмаківського, Оріхівського, Пологівського та Більмацького районів. Обладнання 150 кВ підстанції потребує технічного переоснащення з заміною масляного вимикача типу У-220, від’єднувачів ОД-150 на елегазові вимикачі 150 кВ з комплектами направлених захистів.

Компанією заплановано ПС «Орсільмаш» 150/10 кВ у м. Оріхів внести в 2020 р. на розгляд до НКРЕКП для включення в зону ліцензійної діяльності з розподілу та, в разі позитивного рішення, включити в зміни до Плану розвитку виконання проєкту з технічного переоснащення підстанції з заміною ВД-КЗ та С-1 на елегазові вимикачі в 2024 році.

* Щодо будівництва ПС 150 кВ «Вільногірськ», проєктом передбачити застосування триобмоткових трансформаторів 150/35/20 кВ потужністю не менш ніж 50 МВА кожен з перведенням на неї приєднань 35 кВ з ПС 330 кВ «ВДГМК» на виконання вимог СОУ НЕК 20.261:2017 «Технічна політика ДП «НЕК «Укренерго» у сфері розвитку иа експлуатації магістральних та міждержавних електричних мереж».

Заходи враховані Планом розвитку, будівництво ПС 150 кВ «Вільногірськ» заплановано виконати з урахуванням вимог НЕК «УКРЕНЕРГО» (стор.150 Плану розвитку ОСР). В зв’язку з значним обсягом необхідного фінансування для виконання робіт цього заходу реалізація можлива тільки по сценарію 2.

* У разі заміни системи ВД-КЗ на вимикачі 150 кВ необхідно передбачити в проєктній документації передачу імпульсів від сигналів ПРВВ на живлячі підстанції.

Планом розвитку заплановано на ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО» м. Павлоград відновити роботу ПРВВ (сторінка 133 Плану розвитку ОСР).

1. **[Інформація щодо нових електроустановок виробництва електричної енергії, які мають бути приєднані до системи розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»](#Інфновелектр6зміст" \o "зміст)**

Отримано заявки та видані технічні умови в 2018 році на приєднання об’єктів з виробництва електроенергії в мережах компанії.

Перелік нових електроустановок виробництва електричної енергії, які отримало договір про приєднання до мереж компанії у відповідності до виданих ТУ наведено нижче в таблиці 6.1.

**Таблиця 6.1**

**Інформація щодо нових електроустановок виробництва електричної енергії, які мають бути приєднані до системи розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Найменування організації | Вид джерела | Адреса об’єкту | Точка підключення (ПС ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК») | Заявлена потужність, кВт | Напруга в точціприєднання, кВ | Номер договору, ТУ | Дата вид. Договору, ТУ |
| ПП «Прагма-склад» | СЕС | с/р Чумаківська, Дніпропетровська обл., | ПС 35/10 кВ «Сельстрой» | 12800 | 10 | 204 ПМ | 06.07.18 |
| ТОВ «ДНЕПР ДЕВЕЛОПМЕНТ КОМПАНІ» | СЕС | Дніпропетровська обл., Дніпровський р-н., Підгородненська міська рада | ПС 35/10 кВ «НМФ» | 4900 | 10 | 731пм | 21.12.18 |
| ТОВ «ЕТЛ СОЛАР РУФ» | СЕС | складська будівля (дах) по вул. Будівельників, буд. 25 у м. Дніпро (ТП-239) | ПС № 2 | 180 | 0,4 | 114пм | 01.04. 19 |
| ВСЬОГО |  |  |  | 17 880 |  |  |  |

1. **[Дані щодо прогнозної потужності приєднання нових електроустановок (на основі заяв про приєднання та доступної потужності в точках забезпечення потужності)](#Даніпрогнозпотужн7зміст" \o "зміст)**

В таблиці 7.1 наведено значення потужностей по виданих технічних умовах на приєднання нових електроустановок до електричних мереж компанії.

**Таблиця 7.1**

**Потужності по виданих технічних умовах на приєднання до електричних мереж**

**ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Джерело живлення, ПС 20-150 кВ | Встановлена потужність ПС, МВт | Величина навантаження, МВт, зима/літо на 2019 р. | Сумарна потужність замовлена до приєднання (чинні ТУ), МВт | | Реалізовані ТУ, МВт | | | | | Заплановані заходи зі створення резерву потужності у ПРСР | Примітка (сонячні установки, рік / МВт) |
| Всього | у т. ч. оплачено/ проавансовано | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 1 | ПС-154/35/6 кВ «КПО» | 2х25 | 27,4/17,9 | 0,122 | 0,012 | 0,007 | 0,095 | 0,217 | 1,136 | 0,058 | технічне переоснащення з заміною тр-рів 2х40 МВА |  |
| 2 | ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ» | 32+40 | 10,6/5,8 | 7,07 | 0,22 | 0 | 0,018 | 0 | 0,150 | 0 |  |  |
| 3 | ПС-154/6/6 «Трубна» | 2х32 | 4,5/4,4 | 2,60 | 0,15 | 0 | 0,051 | 0 | 1,198 | 0 |  |  |
| 4 | ПС-150/35/10 кВ «Силова» | 1х16 | 3/1,81 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,0205 | 0 |  |  |
| 5 | ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ» | 32 | 0,33/0,1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |  |  |
| 6 | ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО» | 2х32 | 5,2/1,6 | 0,327 | 0,008 | 0,0903 | 0,4188 | 0,3021 | 1,2891 | 0,033 |  |  |
| 7 | ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ» | 2х60 | 8,5/6,53 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |  |  |
| 8 | ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1» | 2х25 | 16,7/12 | 0,647 | 0,183 | 0,1275 | 0,1106 | 0,635 | 0,8638 | 0,151 |  |  |
| 9 | ПС-35/6 кВ № 3 | 2х6,3 | 1/0,8 | 1,544 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |  |  |
| 10 | ПС-35/6 кВ «ЖКК» | 2х4 | 0,6/0,2 | 0 | 0 | 0,002 | 0 | 0 | 0 | 0 |  |  |
| 11 | ПС-35/6 кВ «Стрічка» | 2х6,3 | 6/2,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |  |  |
| 12 | ПС-35/10 кВ «НМФ» | 2х4 | 1,1/0,4 | 0 | 0 | 0 | 1,5 | 0 | 0 | 0 |  | Видано ТУ СЕС на 4,9 МВт-2018р. |
| 13 | ПС № 50 «Березняки»35/10/6 кВ | 2х10 | 5,22/4,3 | 0,068 | 0,002 | 0,026 | 0,03 | 0,026 | 0 | 0,052 |  |  |
| 14 | ПС № 47 35/6 кВ «Західна» | 2х4 | 1,33/1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |  |  |
| 15 | ПС № 5 «Жилселище» 35/6 кВ | 2х6,3 | 3,81/3,3 | 0,02 | 0 | 0,015 | 0,02 | 0,06 | 0,2913 | 0 |  |  |
| 16 | ПС-»Інгулецька» 35/6 кВ | 2х2,5 | 0,6/0,1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |  |  |
| 17 | ПС «С-35»35/6 кВ | 3,2 | 1,9/0,21 | 0,005 | 0 | 0,0827 | 0,1234 | 0,20855 | 0,2289 | 0,076 |  |  |
| 18 | ПС- 29 35/6 кВ | 2х4 | 0,3/0,2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |  |  |
| 19 | ПС-5 35/6(20) кВ м. Жовті Води | 2х16 | 8,3/5,94 | 0,158 | 0,124 | 0,2464 | 0,1478 | 0,750557 | 1,3623 | 0,463 |  |  |
| 20 | ПС-35/6 кВ «Чешка» | 1,6+2,5 | 0,51/0,32 | 0 | 0 | 0,1772 | 0,005 | 0 | 0 | 0 |  |  |
| 21 | ПС-35/10 кВ «Луч» | 2х6,3 | 0,5/0,47 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |  | Підключені СЕС на 11,6 МВт - 2019 р. |
| 22 | ПС «Макорти» 35/6 кВ | 2,5 | 0,4/0,18 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |  |  |
| 23 | ПС-35/6 кВ «Палмаш» | 2х10 | 0,7/0,25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,086 | 0,21 | 0 |  |  |
| 24 | ПС 35/6 кВ «Рахманово» | 2х4 | 1,3/0,33 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |  |  |
| 25 | ПС «НВ-ЦЗ» 35/6 кВ | 1,8 | 0,32/0,13 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |  |  |
| 26 | ПС «САЗ» 35/10/6 кВ | 2х2,5 | 4,5/1,26 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |  |  |
| 27 | ПС-35/6 кВ «Молзавод» | 2,5 | 1,22/0,9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |  |  |
| 28 | ПС-35/6 кВ №14 | 2,5+3,2 | 0,5/0,1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |  |  |
| 29 | ПС «ЦЗ» 35/6 кВ | 2х4 | 0,4/0,18 | 0,18 | 0 | 0,005 | 0,003 | 0,09 | 0,058 | 0 |  |  |
| 30 | ПС-35/10 кВ «Сельстрой» | 2х10 | 1,6/1,5 | 0,102 | 0,1 | 0 | 0,480 | 0,149 | 0,969 | 0,031 |  | Видано ТУ СЕС на 12,8 МВт - 2018р. |

1. **[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](#Зміст" \o "зміст)**

Основні проблеми в роботі системи розподілу компанії виникають у зв’язку з недостатністю пропускної спроможності ЛЕП для розподілу електричної енергії до центрів споживання, недостатнім рівнем надійності енергопостачання в окремих вузлах.

З метою виявлення «вузьких місць» в електричних мережах компанії та формуванням необхідних заходів з метою їх усунення, ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» в 2017 році ПАТ «ПТІ «КИЇВОРГБУД» було виконано роботу - актуалізація «Схеми перспективного розвитку електричних мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» з техніко-економічною оцінкою переводу окремих енерговузлів на напругу 20 кВ на період 2017-2022 роки з перспективою до 2027 року», в якій виконані наступні питання:

* аналіз звітних та прогноз розвитку енергетичних показників ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» на період 2017-2022 рр., з перспективою до 2027 року;
* аналіз технічного стану електричних мереж 35 – 150 кВ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» з визначенням обсягів, які підлягають реконструкції (заміні);
* аналіз технічного стану електричних мереж 6 – 10 кВ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» з визначенням їх відповідності вимогам надійності та проведена техніко-економічна оцінка переводу окремих енерговузлів на клас напруги 20 кВ;
* аналіз потокорозподілу та рівнів напруги в електричних мережах 35 – 150 кВ з визначенням завантаження елементів електричної мережі;
* визначення необхідності компенсації реактивної потужності на ПС 35 – 150 кВ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»;
* розрахунки струмів к.з. та визначення вимог до комутаційного обладнання;
* пропозиції щодо нового будівництва та реконструкції електричних мереж 35-150 кВ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»;
* оцінка інвестицій в нове будівництво (реконструкцію) електричних мереж 35-150 кВ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»;
* оцінка інвестицій в переведення електричних мереж окремих енерговузлів з класу напруги 6 – 10 кВ на клас напруги 20 кВ з розрахунками ефективності.

Схваленою НКРЕКП інвестиційною програмою в 2020 р. виконується актуалзація вищезазначеної «Схеми перспективного розвитку ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» відповідно до вимог розділу ІІІ п. 3.2.4 та п.3.5.2 Кодексу систем розподілу.

З урахуванням основних чинників для розвитку електричних мереж компанії в План розвитку оператора системи розподілу на період 2021-2025 роки включені заходи з будівництва та технічного переоснащення об’єктів системи розподілу, включаючи засоби РЗА, ПА і зв’язку, потреба в яких визначена відповідно до вимог підтримання належного рівня операційної безпеки: будівництво нових та технічне переоснащення існуючих підстанцій, збільшення пропускної здатності, реконструкція ЛЕП, підвищення енергоефективності роботи розподільних електромереж шляхом їх реконфігурації, автоматизації та підвищення рівня середньої напруги.

Характеристика проблемних вузлів електричних мереж наведена нижче.

**Таблиця 8.1**

**Характеристика проблемних вузлів електричних мереж**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | ПС, ЛЕП, їх характеристика (назва, напруга, кількість та потужність трансформаторів, довжина та перетин проводів (жил), матеріал опор ЛЕП | Рік будівництва | Існуюче максимальне навантаження, МВт | Роботи, які планується виконати, їх обґрунтування та прогнозований рік виконання | Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 6 | 7 |
| 1 | ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»  (1х32МВА+  1х40МВА)  м. Дніпро | 1976 | 10,6 | Реконструкція підстанції з заміною МВ-154 кВ на елегазові вимикачі. Встановлені масляні вимикачі вичерпали свій експлуатаційний ресурс, повністю амортизовані, фізично зношені, не забезпечують швидке та надійне відключення від дії релейного захисту, ненадійні в роботі, вимагають великих витрат на капітальний ремонт і експлуатаційне бслуговування. Технічне переоснащення - заміна силового трансформатору, який випрацював свій ресурс, заміна в ЗРУ МВ на ВВ, заміна вторинних ланцюгів. Проєкт 2016 року. Коригування проєкту реконструкції - 2020 рік. Орієнтовний термін виконання робіт з реконструкції – 2021-2022 рр**.** , технічного переоснащення – 2021 р. за сценарієм 2. СПР ст.24, 66, 81, 92. ПРСР [ст.95](#плм91" \o "ПС-154/10/6 кВ \«ПЛМ\»). | 1. удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу; 2. підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 3. зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії;   6 ) зменшення впливу на навколішне середовище |
| 2 | ПС «Наклонноствольна 150/6 кВ»  (2х60 МВА) | 1970 | 8,5 | Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною комплектів КЗ-ВД 220 кВ на елегазові вимикачі 220 кВ, заміна силових трансформаторів 150/6 кВ, заміна фізично та морально зношеного обладнання на сучасне з покращеними технічними характеристикамиз метою зниження втрат електроенергії, підвищення надійності електропостачання, зменшення шкідливого впливу на екологічне середовище, ризику травматизму виробничого персоналу, перерв в електропостачанні, експлуатаційних витрат на обслуговування обладнання. Орієнтовний термін виконання робіт 2023р. 1 етап за сц.1, 2022р. за сц.2. Розробка проєкту з технічного переоснащення ПС з заміною силових трансформаторів 150/6 кВ – 2022 р. за сц.2, виконання робіт – 2023- 2024рр. за сц.2. СПР ст.27,67,94. . ПРСР [ст.100](#наклоноствольна95" \o "ПС \«Наклоноствольна 150/6 кВ\»). | 1. удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу; 2. підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 3. зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії; |
| 3 | ПС-154/35/6 кВ «КПО» (2х25 МВА)  м.Дніпро | 1966 | 27,4 | Технічне переоснащення ВРУ-35 кВ, ЗРУ-6 кВ, заміна силових трансформаторів, організація обліку по стороні 150 кВ, телемеханіки та телеуправління. Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС. Підвищення надійної та безаварійної роботи електричних мереж Товариства. Забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії, забезпечення поточного та прогнозного навантаження. Орієнтовний термін виконання робіт 2025 р за сц.1, 2022-2025рр. за сц.2.СПР ст.24, 62, 66, 92. . ПРСР [ст.103](#кпо98" \o "ПС 154/35/6 кВ \"КПО\) | 1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;  2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);  3)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії;  5) розробка планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об’єктів, збільшення їх потужності тощо);  9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311. |
| 4 | ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1» м.Дніпро  (2х25 МВА) | 1977 | 16,7 | Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною обладнання ВРУ-150/35 кВ, заміною силових трансформаторів. Підвищення надійної та безаварійної роботи електричних мереж Товариства. Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання. Забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії. Коригування проєкту 2022 рік. Орієнтовний термін виконання робіт 2023-2025 рр. сц.2. СПР ст. 25, 81, 92. . ПРСР [ст.110](#дшз104" \o "ПС 150/35/6 кВ \«ДШЗ-1\»). | 1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;  2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);  3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії;  6) зменшення впливу на навколішне середовище;  9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311 |
| 5 | ПС «С-35»  (1х4 МВА) м. Жовті Води | 1988 | 1,9 | Необхідність реконструкції ПС: встановлення другого трансформатору та 2 секції 35 кВ, будівництво ЛЕП-35 кВ та перепідключення ПС до ПЛ-35 кВ Л-К-31, Л-К-32 ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» (на даний час ПС заживлена від мереж ТОВ «Восток Руда»). Реконструкція ПС для підвищення надійності роботи підстанції та зменшення втрат на її обслуговування, підвищення надійної роботи електромереж 6 кВ. Це дозволить забезпечити створення більш гнучкої схеми ПС «С-35» та ПС №5 м. Жовті Води та резервування від двох незалежних джерел живлення, збереження і подальшого використання існуючої ПЛ-35 кВ. Виконання робіт – 2022-2023 рр. сц.1, 2021 р. сц.2 СПР ст.[30](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#С3530), [147](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#С35147), . ПРСР [ст.113](#плс35107" \o "ПС 35/6 кВ \"С-35\). | 1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об’єктів, регіонів тощо) у системі розподілу;  2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);  5)розробку планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об’єктів, збільшення їх потужності тощо);  9)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж; |
| 6 | ЛЕП 35 кВ до ПС «С-35» 35/6 кВ м. Жовті Води (дві КЛ-35 кВ Lтраси=4,45 км, 3хАПвЄгаПУ-87/150 пер.1х240мм2/пер.ек. 50мм2) |  |  | Необхідність перепідключення ПС до ПЛ-35 кВ Л-К-31, Л-К-32 компанії для забезпечення надійної роботи електричних мереж в ремонтних та аварійних режимах, якісних параметрів електричної енергії. Термін виконання робіт – 2022-2024 рр. за сц.1, 2021 за сц.2. СПР ст.[30](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#С3530), [125](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#С35125), [147](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#С35147). ПРСР [ст.141](#ЛЕПС35133" \o "ЛЕП 35 кВ  до ПС \«С-35\» 35/6 кВ ). | 1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об’єктів, регіонів тощо) у системі розподілу;  2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);  5)розробка планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об’єктів, збільшення їх потужності тощо). |
| 7 | ПС-35/6 кВ «Чешка» смт.Радушне Криворізького району  (1х1,6 МВА+1х2,5 МВА) | 1968 | 0,51 | Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною силового трансформатору, заміна обладнання ВРУ-35 кВ та РУ-6 кВ, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління. Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання. Підвищення рівня якості електропостачання. Орієнтовний термін проєктування 2021 р. сц.2. Орієнтовний термін виконання 2022 р. сц.2 СПР ст.[34](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#Чешка34), [67](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#Чешка66),[98](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#Чешка98), [150.](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#Чешка150) ПРСР [ст.115.](#чешка109" \o "ПС-35/6 кВ \«Чешка\» ) | 1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об’єктів, регіонів тощо) у системі розподілу;  2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);  3)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії;  8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;  10)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311; |
| 8 | ПС-35/10 кВ «Луч»  (2х6,3 МВА) смт.Широке Широківського району | 1993 | 0,5 | Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною обладнання ВРУ-35 кВ, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління. Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання. Забезпечення поточного та прогнозного навантаження, якісними параметрами електричної енергії. Орієнтовний термін проєктування 2022 р. за сц.2 – виконання робіт 2023 р. за сц.2. СПР ст.[30](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#Луч30), [96](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#Луч96). ПРСР [ст.116](#луч110" \o "ПС-35/10 кВ \«Луч\»). | 1. удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об’єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2. підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);   4)інтеграцію до системи розподілу розподіленої генерації, у т. ч. виробників, що здійснюють виробництво електричної енергії з використанням альтернативних джерел енергії;  8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;  9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311; |
| 9 | ПС-35/6 кВ «Молзавод» м.Нікополь  (1х2,5 МВА) | 1987 | 1,22 | Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною силового трансформатору, заміна обладнання ВРУ-35 кВ, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління. Забезпечення енергоефективності, підвищення рівня споживання, в зв’язку з переведенням міста на елекроопалення. Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання. Забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії. Орієнтовний термін виконання робіт 2024р. сц.1, 2021р. сц.2 СПР ст.[37](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#Мол37), [99](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#Мол99). ПРСР [ст.117](#молзавод111" \o "ПС-35/6 кВ \«Молзавод\»). | 1. удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об’єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2. підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 3. зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії;   5)розробку планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об’єктів, збільшення їх потужності тощо);  8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;  9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311. |
| 10 | ПС-35/6 кВ №14 м.Кам’янське  (2,5+3,2 МВА) | 1968 | 0,5 | Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною силових трансформаторів, які відпрацювали свій ресурс, а також, заміна обладнання ВРУ-35 кВ, ЗРУ-6 кВ, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління, заміна силових трансформаторів. Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання. Забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії. Орієнтовний термін виконання робіт 2021р. за сц.1, 2021-2022 рр. за сц.2. СПР ст.[37](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#ПС1437), [81](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#ПС1481), [99](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#ПС1499). ПРСР [ст.119](#пс14113" \o "ПС-35/6 кВ №14). | 1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об’єктів, регіонів тощо) у системі розподілу;  2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);  8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;  9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311. |
| 11 | ПС-35/6 кВ «Стрічка» м. Марганець  (2х6,3 МВА) | 1972 | 6 | Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною обладнання та порталів ВРУ-35 кВ, організація обліку по стороні 35 кВ, реконструкція ЗРУ-6 кВ, телемеханіки та телеуправління. Забезпечення якісними параметрами електричної енергії. Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання. Орієнтовний термін виконання робіт 2024-2025 рр. сц.1, 2021 р. сц.2 СПР ст.[36,](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#Стрічка36) [67](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#Стрічка67), [98](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#Стрічка98). ПРСР [ст.123](#стричка117" \o "ПС-35/6 кВ \«Стрічка\» ). | 1. удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об’єктів, регіонів тощо) у системі розподілу;   2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);  5)розробка планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об’єктів, збільшення їх потужності тощо);  9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311. |
| 12 | ПС «ЦЗ» 35/6 кВ смт. Губініха-1 Новомосковського району  (2х4 МВА) | 1987 | 0,4 | Необхідність технічного переоснащення ПС, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління, з заміною МВ на ВВ, силових трансформаторів. Зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання. Забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії. Орієнтовний термін иконання робіт 2024р. сц.1, 2022 р. за сц.2. СПР ст.[32](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#ЦЗ32), [62](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#ЦЗ62), [67](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#ЦЗ67), [97](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#ЦЗ97). ПРСР [ст.125](#цз118" \o "ПС \«ЦЗ\» 35/6 кВ ). | 1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об’єктів, регіонів тощо) у системі розподілу;  2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);  3)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії;  8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;  9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311. |
| 13 | ПС «НВ-ЦЗ» 35/6 кВ с. Козирщина Новомосковського району (1х1,8 МВА) | 1989 | 0,32 | Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною обладнання та порталів ВРУ-35 кВ, заміна силового трансформатора, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління. Організація системи сигналізації пожежної та периметральної охорони. Удосконалення норм безпект та показників надійності електропостачання. Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання. Орієнтовний термін виконання робіт 2022-2023р. сц.1, 2022 р. сц.2 СПР ст.[33](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#НВЦЗ33), [62](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#НВЦЗ62), [67](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#НВЦЗ67), [97](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#НВЦЗ97). ПРСР [ст. 129.](#нвцз121" \o "ПС \«НВ-ЦЗ\» 35/6 кВ) | 1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об’єктів, регіонів тощо) у системі розподілу;  2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);  3)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії;  8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;  9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311. |
| 14 | ПС 35/6 кВ «Рахманово» м.Кривий Ріг, с. Руднічне  (2х4 МВА) | 1959 | 1,3 | Необхідність технічного переоснащення ПС, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління, встановлення нового КРПЗ-6 кВ. Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання. Забезпечення споживачівякісними параметрами електричної енергії. Орієнтовний термін виконання робіт 2025 р.. за сц.2. СПР ст.[35](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#Рахманово35), [98](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#Рахманово98). ПРСР [ст. 159](#рахманово123" \o "ПС 35/6 кВ \«Рахманово\»). | 1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об’єктів, регіонів тощо) у системі розподілу;  2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);  8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;  9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311. |
| 15 | ПС-35/6 кВ «Палмаш» м.Павлоград  (2х10 МВА) | 1972 | 0,7 | Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною обладнання ВРУ-35 кВ та РУ-6 кВ, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління, заміна силового трансформатора 1Т. Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання, підвищення надійності енергопостачання споживачів. Орієнтовний термін виконання 2025р. сц.2 СПР ст.[32](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#Палмаш32), [62](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#Палмаш62), [67](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#Палмаш67), [96](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#Палмаш96). . ПРСР [ст. 131](#палмаш124" \o "ПС-35/6 кВ \«Палмаш\»). | 1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об’єктів, регіонів тощо) у системі розподілу;  2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);  2)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії;  8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;  9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311. |
| 16 | ПС «Сельстрой»  с. Партизанське Дніпровського району  (2х10 МВА) |  | 1,6 | Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною обладнання ВРУ-35 кВ, РУ-6 кВ. Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання, підвищення надійності енергопостачання споживачів. Орієнтовний термін проєктування – 2023 р., виконання робіт 2024-2025рр. сц.2. ПРСР [ст. 132](#сельстрой125" \o "ПС-35/10 кВ \"Сельстрой\). | 1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об’єктів, регіонів тощо) у системі розподілу;  2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);  2)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії; 9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311. |
| 17 | ПС-35/10 кВ «НМФ» м. Новомосковськ  (2х4 МВА) | 1984 | 1,1 | Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною обладнання ВРУ-35 кВ, ЗРУ-10 кВ, заміна силових трансформаторів, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління. Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання. Забезпечення існуючих та перспективних споживачів споживачів якісними параметрами електричної енергії. Орієнтовний термін проєктування 2024 р. сц.2. Виконання робіт 2025 р. сц.2 СПР ст.[34](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#НМФ34), [82](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#НМФ82), [97](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#НМФ97). ПРСР [ст. 135](#нмф127" \o "ПС-35/10 кВ \«НМФ\»). | 1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об’єктів, регіонів тощо) у системі розподілу;  2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);  8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;  9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311. |
| 18. | ПЛ-35 кВ Л-МКР-31 с.Макорти Софіївського району (АС-70 L=17,82 км, опори металеві) | 1963 |  | Для відновлення технічного стану відповідно нормативним документам. забезпечення надійної роботи електричних мереж реконструкція ПЛ-35 кВ Л-МКР-31 в існуючий охоронній зоні в створі існуючої ПЛ-35 кВ Л-МКР-31, в тому числі з заходами на ПС. Орієнтовний термін виконання робіт - 2021 р. за сц.2. СПР ст.[63](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#МКР64), [101](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#МКР101). ПРСР [ст. 138](#мкр130" \o "ПЛ-35 кВ Л-МКР-31). | 1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;  2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); |
| 19 | ПЛ-35 кВ Л-Інг-31 с.Іскровка Петрівського району (АС-120 L=17,0 км. опори з/б та метал. У-образні та П-образні портального типу з двома тросостойками) | 1954 |  | ЛЕП вичерпали фізичний і моральний ресурс. Необхідність реконструкції з заміною опор. Орієнтовний термін проєктування 2022 р., виконання робіт – 2023 р. за сц.2. ПРСР [ст. 140](#инг132). | 1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;  2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); |
| 20 | ПС 150/35/20кВ м. Вільногірськ |  |  | Необхідність будівництва ПС з врахуванням вимог НЕК «УКРЕНЕРГО» будівництва ПС напругою 150/35/20 кВ та висновків ТЕО щодо переведення електричних мереж м. Вільногірськ та прилеглої мережі 6 кВ на клас напруги 20 кВ. Для зменшення втрат в розподільних мережах 6 кВ шляхом їх переводу на більш високий клас напруги 20 кВ із зміною конфігурації мережі, створення резерву потужності для гарантованого надійного електропостачання споживачів та надання можливості розвитку інфраструктури міста. Орієнтовний термін виконання робіт 2022-2024рр. за сценарієм 2. СПР ст.[103](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#Вг103). ПРСР [ст. 164](#ПСВольногорск155" \o "ПС 150/35/20 кВ м. Вільногірськ). | 1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;  2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);  3)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії;  8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;  9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311  10)підвищення енергоефективності роботи розподільних електромереж шляхом їх реконфігурації, автоматизації та підвищення рівня середньої напруги. |
| 21. | ЛЕП 150 кВ до ПС 150/20 кВ м.Вільногірськ  (АС-240 L=0,23 км) |  |  | Необхідність будівництва для підключення нової ПС 150/20 кВ м. Вільногірськ до ПС 330 кВ «ВДГМК». Орієнтовний термін виконання робіт 2022р. за сценарієм 2. СПР ст.[103](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#Вг103). ПРСР [ст. 161](#ЛЕПВольногорск151" \o "ЛЕП 150 кВ до ПС 150/20 кВ м. Вільногірськ). | 1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об’єктів, регіонів тощо) у системі розподілу;  5)розробку планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об’єктів, збільшення їх потужності тощо. |
| 22 | ПС «Пролісок» 150/6 кВ (2х40 МВА) м. Дніпро |  |  | Необхідність будівництва ПС компанії в Чечелівському району м.Дніпро. Дозволить забезпечити надійність та якість, додаткову потужність для електропостачання споживачів, в тому числі соціально-значимих об’єктів, зменшення втрат в розподільних мережах. Орієнтовний термін будівництва підстанції – з 2025 р. за сценарієм 2. СПР ст.[110](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#Пролысок110). ПРСР [ст. 153](#пролисок144" \o "ПС \«Пролісок\» 150/6 кВ). | 1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;  2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);  5)розробка планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об’єктів, збільшення їх потужності тощо);  9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311. |
| 23. | ЛЕП 150 кВ до ПС 150/6 кВ «Пролісок» м.Дніпро (L=7.843км АПВЕгПУ-150 1х300мм2/пер.95 мм2) |  |  | Необхідність будівництва для підключення ПС до ПС 330 кВ «Дніпровська». Орієнтовний термін будівництва з 2025р. за сценарієм 2. СПР ст.[110](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#Пролысок110). ПРСР [ст. 162](#ЛЕПпролисок152" \o "ЛЕП 150 кВ до ПС 150/6 кВ \«Пролісок\») | 1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об’єктів, регіонів тощо) у системі розподілу;  2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);  2)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії;  5)розробку планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об’єктів, збільшення їх потужності тощо);  10)підвищення енергоефективності роботи розподільних електромереж шляхом їх реконфігурації, автоматизації та підвищення рівня середньої напруги. |
| 24. | ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО» м.Павлоград  (2х32 МВА) | 1970 | 5,2 | Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною комплектів КЗ-ВД 150 кВ на елегазові вимикачі 150 кВ, заміна силових трансформаторів 150/6 кВ на нові. Для доведення до діючих норм та з метою підвищення надійності роботи захисту трансформаторів, підвищення надійності електропостачання споживачів, зниження втрат електроенергії. Організація обліку по стороні 150 кВ, телемеханіки та телеуправління. Відновити роботу ПРВВ на живлячу підстанцію.Орієнтовний термін за сценарієм 2 - проєктування 2022 р. та виконання робіт 2024-2025 рр.. СПР ст.[26](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#ПЗТО26),[62](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#ПЗТО62), [66](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#ПЗТО66), [93](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#ПЗТО93). ПРСР [ст. 154](#пзто146" \o "ПС-150/6/6 кВ \«ПЗТО\»). | 1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об’єктів, регіонів тощо) у системі розподілу;  2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);  3)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії;  7)інтеграцію до системи розподілу розподіленої генерації, у т. ч. виробників, що здійснюють виробництво електричної енергії з використанням альтернативних джерел енергії;  5)розробку планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об’єктів, збільшення їх потужності тощо);  9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311. |
| 25 | ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ» м.Павлоград  (2х32 МВА) | 1985 | 0,33 | Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною обладнання 150-6 кВ, з заміною силового трансформатору 4Т. Підвищення надійної та безаварійної роботи електричних мереж Товариства. Забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії. Орієнтовний термін за сценарієм 2 - проєктування 2023р. та виконання робіт 2024 р. СПР ст.[27](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#ПМЗ27), [62](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#ПМЗ62), [67](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#ПМЗ67), [94.](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#ПМЗ94) ПРСР [ст. 156](#пмз147" \o "ПС-150/10/6 кВ \«ПМЗ\»). | 1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об’єктів, регіонів тощо) у системі розподілу;  2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);  3)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії. |
| 26. | ПЛ-35 кВ Л-0-ЮЖ-31/Л-0-ЮЖ-32 с.Руднічне, м.Кривий Ріг, (АС-70 L=4,8 км., опори з/б та метал.) ПРСР [ст.160](#юж31150" \o "ПЛ-35 кВ Л-0-ЮЖ-31/Л-0-ЮЖ-32) | 1959 |  | ЛЕП вичерпали фізичний і моральний ресурс. Необхідність реконструкції з заміною опор. Для забезпечення надійної роботи електричних мереж в ремонтних та аварійних режимах, в тому числі підвищення пропускної здатності ліній, зниження технологічних втрат електричної енергії, зменшення ремонтно-експлуатаційних витрат, забезпечення безперебійного живлення споживачів. Орієнтовний термін за сценарієм 2 - проєктування 2022-2024 рр., виконання робіт - 2024р. за сц.2. . СПР ст.150, [1](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\СПР%20ЦЕК_20%20кВ.docx#Лінії101)52. | 1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об’єктів, регіонів тощо) у системі розподілу;  2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);  3)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії. |
| 27. | ПЛ-150 кВ Л-0-10-А/Л-0-11-А м.Дніпро (АС-185 L=1.65 км, опори метал.) ПРСР [ст.162](#л010153" \o "ПЛ-150 кВ Л-0-10-А/Л-0-11-А ) | 1969 |  |
| 28 | ПЛ-35 кВ Л-САЗ смт.Славгород (АС-95 L=2,2 км., опори з/б та метал.) ПРСР [ст.160](#саз151" \o "ПЛ-35 кВ Л-САЗ ) | 1967 |  |

Примітка: Терміни виконання робіт орієнтовні, будуть змінені в залежності від джерел фінансування ІП.

1. **[Дані щодо завантаження електричних мереж напругою 20 кВ та вище в характерні періоди їх роботи для нормальних та ремонтних режимів](#Даніщодозавантажен9зміст" \o "зміст)**

Електричні розрахунки виконано з метою визначення завантаження трансформаторів на підстанціях 35–150 кВ з оцінкою достатності їх пропускної спроможності.

Силові трансформатори 150/35/10(6) кВ, 35/10(6) кВ задані номінальними параметрами.

Електричні розрахунки виконано для режимів максимальних навантажень в зимовий та літній періоди для:

* 2020 р.;
* розрахункового – 2021 р.;
* на 5-річну перспективу – 2025 р..
* На 2020 рік врахована існуюча схема електричної мережі 35-150 кВ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК».
* В таблицю 9.1 зведено дані щодо завантаження силових трансформаторів на прогнозний 2020 в режимах зимового та літнього максимуму навантаження в нормальному та аварійному режимі з урахуванням виконання робіт в 2020.

Таблиця 9.1

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| №№ з/п | Найменування об’єкта | Дисп. наймен. | Потужність тр-рів на 2020 р. | | зима | | | літо | | |
| МВА | МВт | МВт | % в нормальному режимі | % в аварій авар, ремонтному режимі | МВт | % в нормальному режимі | % в аварій авар, ремонтному режимі |
| 1 | ПС-154/35/6 кВ «КПО» | 1Т | 25 | 23,0 | 30,00 | 65% | 130% | 19,60 | 43% | 85% |
| 2Т | 25 | 23,0 |
| 2 | ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ» | 1Т | 32 | 29,4 | 13,00 | 20% | 44% | 7,11 | 11% | 24% |
| 2Т | 40 | 36,8 |
| 3 | ПС-154/6/6 «Трубна» | 1Т | 32 | 29,4 | 5,82 | 10% | 20% | 5,69 | 10% | 19% |
| 2Т | 32 | 29,4 |
| 4 | ПС-150/35/10 кВ «Силова» | 1Т | 16 | 14,7 | 9,70 | 66% | 66% | 5,80 | 39% | 39% |
| 5 | ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ» | 4Т | 32 | 29,4 | 0,34 | 1% | 1% | 0,12 | 0,4% | 0,4% |
| 6 | ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО» | 1Т | 32 | 29,4 | 5,70 | 10% | 19% | 1,97 | 3% | 7% |
| 2Т | 32 | 29,4 |
| 7 | ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ» | 1Т | 60 | 55,2 | 8,71 | 8% | 16% | 7,58 | 7% | 14% |
| 2Т | 60 | 55,2 |
| 8 | ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1» | 1Т | 25 | 23,0 | 17,80 | 39% | 77% | 14,46 | 31% | 63% |
| 2Т | 25 | 23,0 |
| 9 | ПС-35/6 кВ №3 | 1Т | 6,3 | 5,8 | 1,83 | 16% | 32% | 1,46 | 13% | 25% |
| 2Т | 6,3 | 5,8 |
| 10 | ПС-35/6 кВ «ЖКК» | 1Т | 4 | 3,7 | 0,62 | 8% | 17% | 0,23 | 3% | 6% |
| 2Т | 4 | 3,7 |
| 11 | ПС-35/6 кВ «Стрічка» | 1Т | 6,3 | 5,8 | 6,2 | 53% | 107% | 2,78 | 24% | 48% |
| 2Т | 6,3 | 5,8 |
| 12 | ПС-35/10 кВ «НМФ» | 1Т | 4 | 3,7 | 1,13 | 15% | 31% | 0,47 | 6% | 13% |
| 2Т | 4 | 3,7 |
| 13 | ПС №50 «Березняки» 35/10/6 кВ | 1Т | 10 | 9,2 | 5,42 | 29% | 59% | 5,35 | 29% | 58% |
| 2Т | 10 | 9,2 |
| 14 | ПС №47 35/6 кВ «Західна» | 1Т | 4 | 3,7 | 1,4 | 19% | 38% | 1,16 | 16% | 31% |
| 2Т | 4 | 3,7 |
| 15 | ПС №5»Жилселище»35/6  кВ | 1Т | 6,3 | 5,8 | 4,12 | 36% | 71% | 4,97 | 43% | 86% |
| 2Т | 6,3 | 5,8 |
| 16 | ПС 35/6 кВ «Інгулецька» | 1Т | 2,5 | 2,3 | 0,62 | 13% | 27% | 0,12 | 2,54% | 5,07% |
| 2Т | 2,5 | 2,3 |
| 17 | ПС «С-35»35/6 кВ | 1Т, 2Т | 4 | 3,7 | 1,95 | 53% | 53% | 0,25 | 7% | 7% |
| 18 | ПС-29 35/6 кВ | 1Т | 4 | 3,7 | 0,31 | 4% | 8% | 0,14 | 2% | 4% |
| 2Т | 4 | 3,7 |
| 19 | ПС-5 35/6 кВ м. Жовті Води | 1Т | 16 | 14,7 | 8,67 | 29% | 59% | 7,63 | 26% | 52% |
| 2Т | 16 | 14,7 |
| 20 | ПС-35/6 кВ «Чешка» | 1Т | 1,6 | 1,5 | 0,52 | 14% | 35% | 0,37 | 10% | 25% |
| 2Т | 2,5 | 2,3 |
| 21 | ПС-35/10 кВ «Луч» | 1Т | 6,3 | 5,8 | 0,51 | 4% | 9% | 0,55 | 5% | 9% |
| 2Т | 6,3 | 5,8 |
| 22 | ПС «Макорти» 35/6 кВ | 1Т | 2,5 | 2,3 | 0,41 | 18% | 18% | 0,20 | 9% | 9% |
| 23 | ПС-35/6 кВ «Палмаш» | 1Т | 10 | 9,2 | 0,72 | 4% | 8% | 0,29 | 2% | 3% |
| 2Т | 10 | 9,2 |
| 24 | ПС 35/6 кВ «Рахманово» | 1Т | 4 | 3,7 | 1,33 | 18% | 36% | 0,38 | 5% | 10% |
| 2Т | 4 | 3,7 |
| 25 | ПС «НВ-ЦЗ»35/6 кВ | 1Т | 1,8 | 1,7 | 0,33 | 20% | 20% | 0,15 | 9% | 9% |
| 26 | ПС «САЗ»35/10/6 кВ | 1Т | 2,5 | 2,3 | 1,23 | 27% | 53% | 1,00 | 22% | 43% |
| 2Т | 2,5 | 2,3 |
| 27 | ПС-35/6 кВ «Молзавод» | 1Т | 2,5 | 2,3 | 1,25 | 54% | 54% | 1,04 | 45% | 45% |
| 28 | ПС-35/6 кВ №14 | 3Т | 2,5 | 2,3 | 0,51 | 10% | 22% | 0,12 | 2% | 5% |
| 4Т | 3,2 | 2,9 |
| 29 | ПС «ЦЗ»35/6 кВ | 1Т | 4 | 3,7 | 0,6 | 8% | 16% | 0,73 | 10% | 20% |
| 2Т | 4 | 3,7 |
| 30 | ПС-35/10 кВ «Сельстрой» | 1Т | 10 | 9,2 | 1,74 | 9% | 19% | 2,36 | 13% | 26% |
| 2Т | 10 | 9,2 |

Аналіз даних таблиці 9.1 показав, що в нормальному режимі завантаження трансформаторів на трансфораторних підстанціях знаходиться в межах від 4 до 70% в зимовий період та від 3 до 50% в літній період в залежності від номінальної потужності трансформаторів.

В аварійному, ремонтному режимі завантаження трансформаторів в зимовий період від 5 до 80% в зимовий період та від 3 до 86% в літній період, крім ПС-154/35/6 кВ «КПО», ПС-35/6 кВ «Стрічка», на яких завантаження силових трансформаторів в аварійному режимі в зимовий період становить відповідно 130% та 107%.

На 2021 рік прийнята існуюча схема електричної мережі 35-150 кВ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК».

В таблицю 9.2 зведено дані щодо прогнозованого завантаження силових трансформаторів на розрахунковий 2021 р. в режимах зимового та літнього максимуму навантаження з урахуванням виконаних робіт в 2021.

* організація нового джерела живлення ПС 35 кВ «С-35» зі встановленням трансформатору 35/6 кВ потужністю 4 МВА.
* Щодо ПС «Молзавод» 35/6, з 2019 року по сьогоднішній день триває реконструкція ПЛ-35 кВ Л-377, тому навантаження з ПС «Молзавод» на час реконструкції АТ «ДТЕК «ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» частково перевели на свої мережі.

**Таблиця 9.2**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| №№ з/п | Найменування об’єкта | Дисп. наймен. | Потужність тр-рів на 2021 р. | | | зима | | | | літо | | |
| МВА | МВт | МВт | | % в нормальному режимі | % в аварій авар, ремонтному режимі | МВт | | % в нормальному режимі | % в аварій авар, ремонтному режимі |
| 1 | ПС-154/35/6 кВ «КПО» | 1Т | 25 | 23 | 30,17 | | 66% | 131% | 24,40 | | 41% | 66% |
| 2Т | 25 | 23 |
| 2 | ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ» | 1Т | 32 | 29,4 | 13,00 | | 20% | 44% | 9,20 | | 14% | 31% |
| 2Т | 40 | 36,8 |
| 3 | ПС-154/6/6 «Трубна» | 1Т | 32 | 29,4 | 5,97 | | 10% | 20% | 4,90 | | 8% | 17% |
| 2Т | 32 | 29,4 |
| 4 | ПС-150/35/10 кВ «Силова» | 1Т | 16 | 14,7 | 9,92 | | 67% | 67% | 7,40 | | 50% | 50% |
| 5 | ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ» | 4Т | 32 | 29,4 | 0,35 | | 1% | 1% | 0,12 | | 0,4% | 0,4% |
| 6 | ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО» | 1Т | 32 | 29,4 | 5,81 | | 10% | 20% | 1,97 | | 3% | 7% |
| 2Т | 32 | 29,4 |
| 7 | ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ» | 1Т | 60 | 55,2 | 8,93 | | 8% | 16% | 7,58 | | 7% | 14% |
| 2Т | 60 | 55,2 |
| 8 | ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1» | 1Т | 25 | 23,0 | 18,23 | | 40% | 79% | 14,46 | | 31% | 63% |
| 2Т | 25 | 23,0 |
| 9 | ПС-35/6 кВ №3 | 1Т | 6,3 | 5,8 | 3,45 | | 30% | 60% | 3,02 | | 26% | 52% |
| 2Т | 6,3 | 5,8 |
| 10 | ПС-35/6 кВ «ЖКК» | 1Т | 4 | 3,7 | 0,63 | | 9% | 17% | 0,23 | | 3% | 6% |
| 2Т | 4 | 3,7 |
| 11 | ПС-35/6 кВ «Стрічка» | 1Т | 6,3 | 5,8 | 6,30 | | 54% | 109% | 2,78 | | 24% | 48% |
| 2Т | 6,3 | 5,8 |
| 12 | ПС-35/10 кВ «НМФ» | 1Т | 4 | 3,7 | 1,16 | | 16% | 32% | 0,47 | | 6% | 13% |
| 2Т | 4 | 3,7 |
| 13 | ПС №50 «Березняки» 35/10/6 кВ | 1Т | 10 | 9,2 | 5,63 | | 31% | 61% | 4,70 | | 26% | 51% |
| 2Т | 10 | 9,2 |
| 14 | ПС №47 35/6 кВ «Західна» | 1Т | 4 | 3,7 | 1,40 | | 19% | 38% | 1,57 | | 21% | 43% |
| 2Т | 4 | 3,7 |
| 15 | ПС №5»Жилселище»35/6  кВ | 1Т | 6,3 | 5,8 | 4,43 | | 38% | 76% | 0,82 | | 7% | 14% |
| 2Т | 6,3 | 5,8 |
| 16 | ПС 35/6 кВ «Інгулецька» | 1Т | 2,5 | 2,3 | 0,63 | | 14% | 27% | 0,12 | | 2,54% | 5,07% |
| 2Т | 2,5 | 2,3 |
| 17 | ПС «С-35»35/6 кВ | 1Т, 2Т | 8 | 7,4 | 2,01 | | 27% | 50% | 0,25 | | 3% | 6% |
| 18 | ПС-29 35/6 кВ | 1Т | 4 | 3,7 | 0,32 | | 4% | 9% | 0,19 | | 3% | 5% |
| 2Т | 4 | 3,7 |
| 19 | ПС-5 35/6 кВ м. Жовті Води | 1Т | 16 | 14,7 | 9,05 | | 31% | 61% | 6,20 | | 21% | 42% |
| 2Т | 16 | 14,7 |
| 20 | ПС-35/6 кВ «Чешка» | 1Т | 1,6 | 1,5 | 0,54 | | 14% | 37% | 0,37 | | 10% | 25% |
| 2Т | 2,5 | 2,3 |
| 21 | ПС-35/10 кВ «Луч» | 1Т | 6,3 | 5,8 | 0,53 | | 5% | 9% | 0,26 | | 2% | 4% |
| 2Т | 6,3 | 5,8 |
| 22 | ПС «Макорти» 35/6 кВ | 1Т | 2,5 | 2,3 | 0,42 | | 18% | 18% | 0,20 | | 9% | 9% |
| 23 | ПС-35/6 кВ «Палмаш» | 1Т | 10 | 9,2 | 0,74 | | 4% | 8% | 0,29 | | 2% | 3% |
| 2Т | 10 | 9,2 |
| 24 | ПС 35/6 кВ «Рахманово» | 1Т | 4 | 3,7 | 1,37 | | 19% | 37% | 0,61 | | 8% | 17% |
| 2Т | 4 | 3,7 |
| 25 | ПС «НВ-ЦЗ»35/6 кВ | 1Т | 1,8 | 1,7 | 0,34 | | 21% | 21% | 0,15 | | 9% | 9% |
| 26 | ПС «САЗ»35/10/6 кВ | 1Т | 2,5 | 2,3 | 1,20 | | 26% | 52% | 0,74 | | 16% | 32% |
| 2Т | 2,5 | 2,3 |
| 27 | ПС-35/6 кВ «Молзавод» | 1Т | 2,5 | 2,3 | 1,28 | | 56% | 56% | 0,50 | | 22% | 22% |
| 28 | ПС-35/6 кВ №14 | 3Т | 2,5 | 2,3 | 0,53 | | 10% | 23% | 1,00 | | 19% | 43% |
| 4Т | 3,2 | 2,9 |
| 29 | ПС «ЦЗ»35/6 кВ | 1Т | 4 | 3,7 | 0,79 | | 11% | 21% | 0,73 | | 10% | 20% |
| 2Т | 4 | 3,7 |
| 30 | ПС-35/10 кВ «Сельстрой» | 1Т | 10 | 9,2 | 1,89 | | 10% | 21% | 1,50 | | 8% | 16% |
| 2Т | 10 | 9,2 |

Аналіз даних таблиці 9.1 показав, що в нормальному режимі завантаження трансформаторів на трансфораторних підстанціях знаходиться в межах від 4 до 70% в зимовий період та від 3 до 50% в літній період в залежності від номінальної потужності трансформаторів.

В аварійному, ремонтному режимі завантаження трансформаторів в зимовий період від 8 до 82% в зимовий період та від 3 до 70% в літній період, крім ПС-154/35/6 кВ «КПО», ПС-35/6 кВ «Стрічка», на яких завантаження силових трансформаторів в аварійному режимі в зимовий період становить більше 130% та 109%.

1. **[Інформація щодо якості електропостачання та заходів, направлених на її підвищення](#Інформаціяякості10зміст" \o "зміст)**

З 01.01.2019 ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» розпочало діяльність з розподілу електричної енергії та розширило сферу комерційних послуг, що надає споживачам, які приєднані до мереж Товариства. Інформація щодо комерційної якості послуг та якості електроенергії за 2019 рік наведена нижче в таблиці 10.1.

**Таблиця 10.1**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Інформація щодо комерційної якості послуг та якості електроенергії за 2019 рік | | | | | | | | | | | |
| Код послуги | Тип послуги | Код рядка | Загальна кількість звернень | Кількість наданих   послуг | Кількість ненаданих  послуг | Строк  виконання послуги визначений законодавством | Середній строк надання послуги | Кількість послуг, час виконання яких перевищив установлені строки | Відсоток послуг, час виконання яких перевищив установлені терміни, % | |
| А | Б | В | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | |
| S1 | Приєднання до мереж системи розподілу: | 010 | 836 | 836 | 0 |  | 3,63 |  |  | |
| S1.1 | видача технічних умов на приєднання разом з проєктом договору про приєднання: | 015 | 668 | 668 | 0 |  | 3,98 |  |  | |
| S1.1.1 | стандартне приєднання (пункт 4.5.5\*) | 020 | 402 | 402 | 0 | 10 роб.днів | 3,65 |  |  | |
| S1.1.2 | нестандартне приєднання (без необхідності погодження ТУ з ОСП) (пункт 4.5.6\*) | 025 | 1 | 1 | 0 | 10 роб.днів | 4,00 |  |  | |
| S1.1.3 | нестандартне приєднання (з необхідністю погодження ТУ з ОСП) (пункт 4.5.6\*) | 030 | 265 | 265 | 0 | 20 роб.днів | 4,48 |  |  | |
| S1.2 | подання робочої напруги для проведення випробувань електрообладнання (пункт 4.7.6\*) | 035 | 33 | 33 | 0 |  | 2,27 |  |  | |
| S1.2.1 | не потребує припинення електропостачання інших Користувачів | 040 | 28 | 28 | 0 | 5 роб.днів | 2,29 |  |  | |
| S1.2.2 | потребує припинення електропостачання інших Користувачів | 045 | 5 | 5 | 0 | 10 роб.днів | 2,20 |  |  | |
| S1.3 | підключення електроустановок Замовника до електричної мережі (пункт 4.8.4\*) | 050 | 135 | 135 | 0 |  | 2,26 |  |  | |
| S1.3.1 | не потребує припинення електропостачання інших Користувачів | 055 | 86 | 86 | 0 | 5 роб.днів | 2,17 |  |  | |
| S1.3.2 | потребує припинення електропостачання інших Користувачів | 060 | 49 | 49 | 0 | 10 роб.днів | 2,41 |  |  | |
| S2 | Видача: | 065 | 0 | 0 | 0 |  | 0,00 |  |  | |
| S2.1 | паперового примірника укладеного договору про надання послуг з розподілу (пункт 2.1.4\*\*) | 070 | 0 |  |  | 3 роб.дні |  |  |  | |
| S2.2 | підписаного ОСР паспорту точки розподілу (пункт 2.1.4\*\*) | 075 | 0 |  |  | 10 роб.днів |  |  |  | |
| S3 | Відновлення електроживлення електроустановки споживача: | 080 | 505 | 505 | 0 |  | 1,06 |  |  | |
| S3.1 | яка була відключена за заявою споживача (пункт 11.5.11\*, пункт 7.13\*\*) | 085 | 4 | 4 | 0 | 5 роб.днів | 1,00 |  |  | |
| S3.2 | яка була відключена за ініціативою ОСР (пункт 11.5.23\*, пункт 7.12\*\*) | 090 | 63 | 63 | 0 |  | 1,00 |  |  | |
| S3.2.1 | у міській місцевості | 095 | 59 | 59 | 0 | 3 роб.дні | 1,00 |  |  | |
| S3.2.2 | у сільській місцевості | 100 | 4 | 4 | 0 | 5 роб.днів | 1,00 |  |  | |
| S3.3 | яка була відключена за зверненням електропостачальника (пункт 7.12\*\*) | 105 | 438 | 438 | 0 |  | 1,07 |  |  | |
| S3.3.1 | у міській місцевості | 110 | 429 | 429 | 0 | 3 роб.дні | 1,07 |  |  | |
| S3.3.2 | у сільській місцевості | 115 | 9 | 9 | 0 | 5 роб.днів | 1,00 |  |  | |
| S4 | Перевірка лічильника (пункт 6.11 розділу XIII \*\*\*) | 120 | 0 |  |  | 20 днів |  |  |  | |
| S5 | Розгляд звернень/скарг/претензій споживачів: | 125 | 403 | 403 | 0 |  | 9,11 |  |  | |
| S5.1 | розгляд звернень/скарг/претензій споживачів (пункт 13.1.4\*) | 130 | 313 | 313 | 0 | 30 днів | 8,99 |  |  |
| S5.2 | розгляд звернень/скарг/претензій споживачів (якщо під час розгляду звернення необхідно здійснити технічну перевірку або провести експертизу засобу обліку) (пункт 13.1.4\*) | 135 | 29 | 29 | 0 | 45 днів | 9,69 |  |  | |
| S5.3 | розгляд звернень споживачів щодо перевірки правильності рахунку за послуги з розподілу електричної енергії (пункт 13.1.4\*) | 140 | 19 | 19 | 0 | 5 роб.днів | 4,00 |  |  | |
| S5.4 | розгляд скарг (претензій) щодо якості електричної енергії (пункт 13.2.1\*) | 145 | 42 | 42 | 0 |  | 11,93 |  |  | |
| S5.4.1 | якщо вимірювання параметрів якості електричної енергії не проводяться | 150 | 2 | 2 | 0 | 15 днів | 9,00 |  |  | |
| S5.4.2 | у разі проведення вимірювань параметрів якості електричної енергії | 155 | 40 | 40 | 0 | 30 днів | 12,08 |  |  | |
| S5.5 | розгляд звернень Споживачів щодо відшкодування збитків, завданих внаслідок недотримання ОСР показників якості електропостачання (пункт 13.3.1\*) | 160 | 0 |  |  | 30 днів |  |  |  | |
| **Разом** | | 165 | 1744 | 1744 | 0 |  | 4,15 | 0 | 0,00% | |

Фактичні рівні показників якості електропостачання за 2019 рік наведенні в таблицях 10.2 – 10.5

**Таблиця 10.2**

**Індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні SAIDI за 2019 рік**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Підрозділ | Січень | Лютий | Березень | Квітень | Травень | Червень | Липень | Серпень | Вересень | Жовтень | Листопад | Грудень | I кв | II кв | III кв | IV кв | Разом |
| Вільногірські РЕМ | 10,5 | 86,0 | 73,8 | 100,6 | 122,1 | 88,5 | 78,8 | 60,8 | 87,6 | 108,3 | 144,6 | 63,7 | 170,5 | 311,2 | 227,2 | 316,7 | 1025,7 |
| Дніпропетровські РЕМ | 39,1 | 22,6 | 52,2 | 76,8 | 48,2 | 40,7 | 61,9 | 53,3 | 69,2 | 73,5 | 58,3 | 20,5 | 113,9 | 165,7 | 184,5 | 152,5 | 616,7 |
| Жовтоводські РЕМ | 102,3 | 81,1 | 68,5 | 74,3 | 98,3 | 77,5 | 74,1 | 75,9 | 91,9 | 81,6 | 69,8 | 91,8 | 252,0 | 250,2 | 242,1 | 243,3 | 987,7 |
| Криворізькі РЕМ | 38,0 | 45,6 | 67,6 | 78,9 | 79,5 | 331,9 | 109,1 | 111,1 | 117,6 | 53,5 | 129,0 | 51,8 | 151,3 | 490,5 | 337,9 | 234,5 | 1214,4 |
| Павлоградські РЕМ | 30,34 | 120,4 | 202,5 | 47,22 | 46,64 | 48,43 | 86,21 | 93,15 | 28,1 | 321,2 | 178,9 | 51,0 | 353,34 | 142,2 | 207,5 | 551,2 | 1254,3 |
| СПС | 6,07 | 6,68 | 0,00 | 5,26 | 14,4 | 2,69 | 3,59 | 0,00 | 8,5 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 12,7 | 22,3 | 12,1 | 0,0 | 47,2 |
| Разом по ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» | 52,6 | 50,0 | 62,4 | 79,0 | 73,8 | 74,4 | 70,6 | 64,4 | 80,2 | 82,5 | 78,8 | 48,3 | 165,1 | 227,2 | 215,3 | 209,7 | 817,4 |

**Таблиця 10.3**

**Індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні SAIFI за 2019 рік**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Підрозділ | Січень | Лютий | Березень | Квітень | Травень | Червень | Липень | Серпень | Вересень | Жовтень | Листопад | Грудень | I кв | II кв | III кв | IV кв | Разом |
| Вільногірські РЕМ | 0,13 | 0,29 | 0,24 | 0,29 | 0,51 | 0,33 | 0,21 | 0,18 | 0,24 | 0,46 | 0,37 | 0,21 | 0,66 | 1,12 | 0,63 | 1,04 | 3,45 |
| Дніпропетровські РЕМ | 0,46 | 0,21 | 0,41 | 0,89 | 0,27 | 0,57 | 0,46 | 0,29 | 0,35 | 0,27 | 0,65 | 0,24 | 1,08 | 1,74 | 1,09 | 1,15 | 5,07 |
| Жовтоводські РЕМ | 0,40 | 0,63 | 0,43 | 0,33 | 0,45 | 0,50 | 0,30 | 0,61 | 0,52 | 0,37 | 0,53 | 0,39 | 1,45 | 1,28 | 1,44 | 1,28 | 5,45 |
| Криворізькі РЕМ | 0,22 | 0,23 | 0,30 | 0,40 | 0,35 | 0,68 | 0,53 | 0,47 | 0,62 | 0,36 | 0,51 | 0,26 | 0,75 | 1,42 | 1,62 | 1,13 | 4,92 |
| Павлоградські РЕМ | 0,27 | 0,95 | 0,61 | 0,19 | 0,16 | 0,14 | 0,23 | 0,33 | 0,07 | 0,96 | 0,81 | 0,43 | 1,83 | 0,49 | 0,63 | 2,20 | 5,15 |
| СПС | 0,03 | 0,03 | 0,00 | 0,04 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,00 | 0,04 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,06 | 0,06 | 0,05 | 0,00 | 0,18 |
| Разом по ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» | 0,38 | 0,35 | 0,39 | 0,62 | 0,36 | 0,52 | 0,38 | 0,37 | 0,39 | 0,33 | 0,57 | 0,28 | 1,12 | 1,49 | 1,15 | 1,19 | 4,94 |

**Таблиця 10.4**

**Індекс середньої тривалості коротких перерв в електропостачанні MAIFI за 2019 рік**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Підрозділ | Січень | Лютий | Березень | Квітень | Травень | Червень | Липень | Серпень | Вересень | Жовтень | Листопад | Грудень | I кв | II кв | III кв | IV кв | Разом |
| Вільногірські РЕМ | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,0 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Дніпропетровські РЕМ | 0,046 | 0,001 | 0,028 | 0,056 | 0,054 | 0,020 | 0,008 | 0,028 | 0,040 | 0,0 | 0,007 | 0,032 | 0,075 | 0,129 | 0,076 | 0,040 | 0,320 |
| Жовтоводські РЕМ | 0,000 | 0,000 | 0,001 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,003 | 0,0 | 0,002 | 0,000 | 0,001 | 0,000 | 0,003 | 0,002 | 0,006 |
| Криворізькі РЕМ | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,002 | 0,000 | 0,000 | 0,0 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,002 | 0,000 | 0,003 |
| Павлоградські РЕМ | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,0 | 0,002 | 0,003 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,006 | 0,006 |
| СПС | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,0 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Разом по ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» | 0,024 | 0,001 | 0,015 | 0,029 | 0,028 | 0,010 | 0,004 | 0,014 | 0,022 | 0,0 | 0,005 | 0,017 | 0,039 | 0,067 | 0,040 | 0,021 | 0,167 |

**Таблиця 10.5**

**Розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії ENS за 2019 рік**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Підрозділ | Січень | Лютий | Березень | Квітень | Травень | Червень | Липень | Серпень | Вересень | Жовтень | Листопад | Грудень | I кв | II кв | III кв | IV кв | Разом |
| Вільногірські РЕМ | 0,8 | 6,7 | 5,7 | 7,8 | 9,5 | 6,9 | 6,1 | 4,7 | 6,8 | 8,4 | 11,2 | 4,9 | 13,2 | 24,1 | 17,6 | 24,5 | 79,4 |
| Дніпропетровські РЕМ | 16,5 | 9,4 | 20,7 | 31,9 | 23,4 | 16,7 | 24,1 | 21,3 | 29,1 | 30,0 | 22,7 | 8,0 | 46,5 | 72,0 | 74,5 | 60,7 | 253,8 |
| Жовтоводські РЕМ | 16,7 | 14,0 | 11,2 | 20,4 | 17,8 | 14,7 | 19,1 | 16,8 | 13,5 | 12,8 | 15,9 | 13,6 | 41,9 | 52,8 | 49,5 | 42,3 | 186,5 |
| Криворізькі РЕМ | 6,5 | 3,2 | 11,7 | 5,3 | 7,2 | 30,7 | 52,6 | 10,0 | 31,6 | 5,0 | 11,9 | 4,0 | 21,4 | 43,2 | 94,2 | 20,9 | 179,7 |
| Павлоградські РЕМ | 3,6 | 13,9 | 23,1 | 5,6 | 8,7 | 5,9 | 11,3 | 10,5 | 3,3 | 35,7 | 19,8 | 5,8 | 40,7 | 20,3 | 25,0 | 61,3 | 147,3 |
| СПС | 2,5 | 2,7 | 0,0 | 6,7 | 45,5 | 1,1 | 11,3 | 0,0 | 9,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,2 | 53,3 | 20,6 | 0,0 | 79,2 |
| Разом по ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» | 46,7 | 49,9 | 72,4 | 77,7 | 112,1 | 76,0 | 124,6 | 63,3 | 93,5 | 91,9 | 81,6 | 36,2 | 169 | 265,7 | 281,4 | 209,7 | 925,8 |

В таблиці 10.6 наведений аналіз отриманих звітних показників за 2018 рік в порівнянні з 2019 роком. Показники надійності електропостачання отримані шляхом обробки інформації, зафіксованої у відповідних реєстрах, наданих структурними підрозділами:

* Індекс середньої тривалості довгих перерв (SAIDI);
* Індекс середньої частоти довгих перерв (SAIFI);
* Розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (ENS).

**Таблиця 10.6**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Квартал, рік** | Рівень напруги | Індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні (SAIDI), хв. | | | Індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні (SAIFI) | | | Розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (ENS), тис.кВт•год | | |
| заплановані перерви | незаплановані (аварійні) перерви | **усього** | заплановані перерви | незаплановані (аварійні) перерви | **усього** | заплановані перерви | незаплановані (аварійні) перерви | **усього** |
| **1** | 2 | 3 | 4 | **5** | 6 | 7 | **8** | 9 | 10 | **11** |
| **2018** | 110 / 154 кВ | 0 | 0 | **0,0** | 0,00 | 0,00 | **0,00** | 0 | 0 | **0** |
| 27,5 - 35 кВ | 4,3 | 2,4 | **6,7** | 0,01 | 0,1 | **0,12** | 21,2 | 12,6 | **33,8** |
| 6 - 20 кВ | 713,5 | 234,5 | **948,0** | 3,58 | 1,06 | **4,64** | 628,3 | 207,0 | **835,4** |
| 0,4 кВ | 362,6 | 49,5 | **412,1** | 1,79 | 0,49 | **2,28** | 288,3 | 28,4 | **316,7** |
| **Усього** | **1080,4** | **286,4** | **1366,7** | **5,38** | **1,65** | **7,04** | **937,9** | **248,1** | **1185,9** |
| **2019** | 110 / 154 кВ | 0 | 0 | **0,0** | 0 | 0 | **0,0** | 0 | 12,7 | **12,7** |
| 27,5 - 35 кВ | 1,2 | 5,0 | **6,2** | 0 | 0,02 | **0,02** | 53,1 | 47,5 | **100,6** |
| 6 - 20 кВ | 487,9 | 121,5 | **609,4** | 2,84 | 0,94 | **3,79** | 478,8 | 145,9 | **624,7** |
| 0,4 кВ | 176,0 | 25,8 | **201,8** | 0,97 | 0,17 | **1,14** | 152,6 | 35,2 | **187,8** |
| **Усього** | **665,1** | **152,3** | **817,4** | **3,82** | **1,13** | **4,94** | **684,6** | **241,4** | **925,8** |

Аналізуючи дані таблиці 10.6, можна зробити висновок, що в порівнянні з 2018 роком, показники SAIDI та ENS зменшились: індекс середньої тривалості довгих перерв (SAIDI) на 40 % (внаслідок зменшення тривалості як запланованих (на 38 %), так і аварійних перерв (на 46 %), розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (ENS) зменшився на 26 %, індекс середньої частоти довгих перерв (SAIFI) зменшився на 28 % (внаслідок зменшення тривалості як запланованих (на 29 %), так і аварійних перерв (на 31 %).

Найбільший показник розрахункового обсягу недовідпущеної електроенергії по Товариству має місце на рівні напруги 6-20 кВ (624,7 тис. кВт\*год), що складає 67 % від загального обсягу недовідпущеної електроенергії, в основному за рахунок проведення запланованих робіт.

В ході проведення запланованих перерв в електропостачанні показник обсягу недовідпущеної електроенергії (ENS) на рівні напруги 6-20 кВ становить 478,8 тис. кВт\*год., що складає 51 % від загального обсягу недовідпущеної електроенергії. Показник обсягу недовідпущеної електронергії на рівні напруги 6-20 кВ, який виник через незаплановані (аварійні) перерви в електропостачанні становить 145,9 тис. кВт\*год., що складає 15 % від загального обсягу недовідпущеної електроенергії. Показники ENS (незаплановані перерви) на інших рівнях напруги становлять: 0,4 кВ – 3,8 %, 35-150 кВ – 6,5 % від загального обсягу електроенергії, недовідпущеної в 2019 р.

Слід зазначити, що найбільший показник ENS у 2019 р. мають:

Дніпропетровські РЕМ (253,8 тис.кВт\*год.), Жовтоводські РЕМ (186,5 тис. кВт\*год.), Криворізькі РЕМ (179,7 тис.кВт\*год.).

Інформація про надійність роботи мереж за останні 5 років наведена в таблиці 10.7

**Таблиця 10.7**

Надійність роботи електричних мереж

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Показники** | **2015 р.** | **2016 р.** | **2017 р.** | **2018 р.** | **2019 р.** |
| Технологічні порушення – всього, од. | 170 | 139 | 170 | 172 | 108 |
| у тому числі з вини персоналу | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Аварійний недовідпуск електроенергії, тис.кВт.год | 68,83 | 58,08 | 79,42 | 104,36 | 98,0 |
| Відмови І категорії | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| у тому числі з вини персоналу | - | - | - | - | - |
| Відмови ІІ категорії | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| у тому числі з вини персоналу | - | - | - | - | - |
| Кількість відключень в мережах 35-110 (150 кВ) на 100 км | 0,831 | 0,079 | 1,487 | 0,182 | 0,739 |
| Кількість відключень в мережах 0,4-6 (10 кВ) на 100 км | 17,42 | 11,48 | 17,39 | 25,46 | 13,23 |

Виконання передбачених Планом розвитку заходів дасть змогу покращити технічний стан мереж та покращити показники надійності роботи електричних мереж.

Прогнозовані показники надійності електричних мереж наведені в таблиці 10.8.

**Таблиця 10.8.**

**Прогнозовані показники надійності електричних мереж**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Показники** | **2021** | **2022** | **2023** | **2024** | **2025** |
| Технологічні порушення – всього | 148 | 139 | 131 | 125 | 119 |
| Аварійний недовідпуск електроенергії, тис.кВт\*год | 83,2 | 76,8 | 68,8 | 61,3 | 58,9 |
| Кількість відключень в мережах 35-110 (150 кВ) на 100 км | 0,152 | 0,142 | 0,132 | 0,122 | 0,112 |
| Кількість відключень в мережах 0,4-6 (10 кВ) на 100 км | 19,5 | 16,5 | 14,5 | 12,5 | 11,5 |

Постановою НКРЕКП від 11.05.2019 р. № 692 «Про затвердження цільових показників надійності (безперервності) електропостачання на 2019 рік» для ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» були затверджені наступні показники надійності:

- індекс середньої тривалості довгих перерв (технологічні порушення в мережах ліцензіата та заплановані без попередження споживача) в електропостачанні в системі на рівнях напруги до 0,4-20 кВ для міських населених пунктів не більше хв. –191;

- індекс середньої тривалості довгих перерв (технологічні порушення в мережах ліцензіата та заплановані без попередження споживача) в електропостачанні в системі на рівнях напруги до 0,4-20 кВ для сільських населених пунктів не більше хв. –22.

Постановою НКРЕКП від 03.03.2020 р. № 546 «Про затвердження цільових показників надійності (безперервності) електропостачання на 2020 рік» для ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» були затверджені наступні показники надійності:

- індекс середньої тривалості довгих перерв (технологічні порушення в мережах ліцензіата та заплановані без попередження споживача) в електропостачанні в системі на рівнях напруги до 0,4-20 кВ для міських населених пунктів не більше хв. –168;

- індекс середньої тривалості довгих перерв (технологічні порушення в мережах ліцензіата та заплановані без попередження споживача) в електропостачанні в системі на рівнях напруги до 0,4-20 кВ для сільських населених пунктів не більше хв. –102.

У відповідності до постанови НКРЕКП від 05.10.2018 р. № 1175 виконано розрахунок прогнозованих показників надійності на період 2021-2025 роки, розрахунки наведено в таблиці 10.9.

**Таблиця 10.9**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Показники надійності** | **Планові показники** | | | | |
| **2021** | **2022** | **2023** | **2024** | **2025** |
| **SAIDI, хв:** | **198,8** | **186,5** | **172,17** | **155,03** | **150,32** |
| 110 / 154 кВ | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 27,5 - 35 кВ | 7,10 | 6,95 | 6,47 | 6,13 | 5,72 |
| 6 - 20 кВ | 134,2 | 125,6 | 116,0 | 104,2 | 101,8 |
| 0,4 кВ | 57,5 | 53,9 | 49,7 | 44,7 | 42,8 |
| **SAIFI:** | **7,33** | **6,69** | **6,55** | **6,34** | **5,80** |
| 110 / 154 кВ | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 27,5 - 35 кВ | 0,12 | 0,10 | 0,08 | 0,06 | 0,04 |
| 6 - 20 кВ | 5,41 | 4,94 | 4,85 | 4,71 | 4,35 |
| 0,4 кВ | 1,80 | 1,65 | 1,62 | 1,57 | 1,41 |
| **MAIFI:** | **0,161** | **0,152** | **0,143** | **0,127** | **0,118** |
| 110 / 154 кВ | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 27,5 - 35 кВ | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 6 - 20 кВ | 0,161 | 0,152 | 0,143 | 0,127 | 0,118 |
| 0,4 кВ | 0,004 | 0,003 | 0,002 | 0,015 | 0,01 |
| **ENS, тис. кВт\*год:** | **1276,1** | **1102,6** | **1077,0** | **1052,7** | **1041,2** |
| 110 / 154 кВ | 33,8 | 30,5 | 28,4 | 26,8 | 24,1 |
| 27,5 - 35 кВ | 100,6 | 97,5 | 95,8 | 93,2 | 91,4 |
| 6 - 20 кВ | 833,4 | 711,5 | 695,5 | 680,9 | 677,8 |
| 0,4 кВ | 308,3 | 263,1 | 257,3 | 251,8 | 247,9 |

Підприємство аналізує показники SAIDI, SAIFI для економічної надійності електропостачання об’єктів, планує та виконує заходи, направлені на їх покращення. Детальний перелік заходів, що спрямовані на підвищення показників надійності електропостачання наведено:

* реконструкція електричних мереж 0,4-6-10 кВ (узагальнений перелік заходів для рівня напруги нижче 20 кВ із прив’язкою довідповідних районів та зазначенням відповідного обсягу інвестицій (таблиця 16.5 ст.66);
* реконструкція підстанцій та ПЛ (таблиця 8.1 «Характеристика проблемних вузлів електричних мереж» стор.29);
* реконструкція та технічне переоснащення існуючих мереж з реконфігурацію мережі зі зміною класу напруги 6/10 кВ, будівництво нових підстанційза сценарієм 2 (ст.151);
* своєчасне та якісне виконання технічного обслуговування та   
  капітального ремонту обладнання елементів електромереж;
* організація завчасного планування ремонтів, їх ретельна підготовка з   
  метою зменшення кількості вимкнень та їх тривалості.

У рамках прийнятих загальних та гарантованих стандартів якості надання послуг основними напрямками можна виділити наступні:

* рівень сервісу кол-центру;
* усунення причин недотримання показників якості електроенергії за результатами розгляду скарги;
* налагодження процесу надання послуг з приєднання відповідно до змін законодавства;
* відшкодування збитків, завданих внаслідок недотримання показників якості електропостачання.

ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» з метою удосконалення відносин зі споживачами було створено Кол-центр з цілодобовою телефонною лінією, який обслуговує споживачів електроенергії. З 2015 року усі телефонні звернення споживачів області, які надходили до диспетчера, обслуговуються кол-центром компанії. Наразі в кол-центр звертається понад 10 тисяч споживачів щомісячно.

Для покращення обслуговування клієнтів було впроваджено інформування про планові вимкнення електропостачання за допомогою сайту товариства. Крім того, споживачі мають нагоду самостійно оцінити роботу компанії та філій через сайт компанії, заповнивши відповідну анкету та залишивши власні пропозиції та зауваження. Покращення якості продукції, робіт і послуг, які надаються клієнту, та управління цим процесом є головним завданням на найближчу перспективу. Першим кроком для досягнень цієї цілі стало створення персонального кабінету клієнта.

У напрямку підвищення рівня задоволеності заплановано провадження систематичного опитування клієнтів щодо якості електропостачання, оперативності реагування на звернення щодо технічного стану мереж, якості надання додаткових послуг, щодо питань повторного підключення, процедури приєднання до мереж компанії.

З огляду на новий вид ліцензійної діяльності Товариством було впроваджено додаткові сервіси для побутових споживачів «Особистий кабінет побутового споживача» та передача показів приладів обліку електричної енергії за допомогою програми VIBER.

Впровадження зазначених програмних продуктів дозволило зменшити кількість планових нарахувань, покращити коректність розрахунків між учасниками ринку електричної енергії.

Також, Товариством організовано роботу сервісного центру для більш якісного та швидкого обслуговування споживачів. Створення сервісного центру вдосконалює комунікацію між структурними підрозділами Товариства, що, в свою чергу, позитивно вплине на вирішення потреб, заяв, звернень споживачів.

1. **[Інформація щодо розміщення пристроїв фіксації/аналізу показників якості електроенергії та планів щодо їх встановлення](#Інформфіксація11зміст" \o "зміст)**

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

1. підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами).

Згідно вимог Кодексу системи розподілу щодо вимірювання та моніторингу параметрів якості електричної енергії, ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» зобов’язана здійснювати моніторинг показників якості електроенергії: частоти, напруги, небалансу напруги, напруги гармонік, флікерів, а також фіксації провалів напруги та перенапруг.

Компанія розробляє концепцію розвитку системи вимірювання показників якості електричної енергії, яка грунтується на використанні переносних засобів вимірювальної техніки з вимірювання показників якості електричної енергії (далі – ПЯЕЕ).

Метою впровадження систем контролю якості є забезпечення надійного та економічно ефективного функціонування системи розподілу та встановлених рівнів показників якості електропостачання.

Згідно п.6.2.2 Кодексу систем розподілу вимірювання параметрів якості електричної енергії на електроустановках високої (150 кВ) та середньої (6-10-35 кВ) напруги проводиться з використанням характеристики процесу вимірювання класу A відповідно до ДСТУ IEC 61000-4-30:2010, а також, відповідно до положень пункту 11.4.6 глави 11.4 розділу XI КСР, параметри якості електроенергії в точках приєднання споживачів в нормальних умовах експлуатації мають відповідати параметрам, визначеним у ДСТУ EN 50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності».

Встановлення стаціонарних пристроїв контролю якості на ПС 35-150 кВ відбувається при реконструкції або технічному переоснащенні об’єкту. Враховуючи вимоги Кодексу систем розподілу щодо часу проведення вимірювань (згідно пунктів 13.2.2, 13.4, необхідності проводити вимірювання ПЯЕЕ в точці розподілу на кожну скаргу протягом не менше 7 календарних днів), необхідно додатково придбати прилади Metrel MI 2885 EU Q4, SATEC PM 175 (трифазні), аналізатори якості електроенергії PureBlackBox.

Вимірювальні пристрої дадуть змогу оперативно реагувати на звернення (скарги, претензії) споживачів та якісно здійснювати моніторинг показників якості електроенергії.

Графік придбання переносних приладів класу точності А наведена нижче в таблиці 11.1.

**Таблиця 11.1**

**Графік придбання переносних приладів класу точності А**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № з/п | Тип приладу | Вартість одиниці продукції, тис. грн (без ПДВ) | 2021 | | 2022 | | 2023 | | 2024 | | 2025 | | |
| Кількість, шт | Вартість,тис. грн (без ПДВ) | Кількість, шт | Вартість,тис. грн (без ПДВ) | Кількість, шт | Вартість,тис. грн (без ПДВ) | Кількість, шт | Вартість,тис. грн (без ПДВ) | Кількість, шт | Вартість,тис. грн (без ПДВ) |
| 1 | Прилад для вимірювання показників якості електричної енергії SATEC PM 175 (трифазний) | 68,948 |  |  | 1 | 68,948 |  |  |  |  | 1 | 68,948 |
| 2 | Реєстратор якості електричної енергії Metrel MI 2885 EU Q4 | 99,088 |  |  | 1 | 99,088 |  |  | 1 | 99,088 |  |  |
| 3 | [Аналізатор якості електроенергії Pure BlackBox](file:///C:\Users\user\Desktop\На%20НКРЕКП%2007.08.2019%20оригинал\Якість%20е.е\ENEXT_КП%20на%20анализатор%20Elspec-конвертирован.docx) | 293,91 |  |  |  |  | 1 | 293,91 |  |  | 1 | 293,91 |
|  | Всього |  |  |  | 2 | 168,036 | 1 | 293,91 | 1 | 99,088 | 2 | 362,85 |

Згідно п. 6.3.4. Кодексу систем розподілу вибір точок вимірювання параметрів якості електричної енергії здійснюється на наступних засадах:

1) не рідше одного разу на рік – на шинах середньої напруги кожної підстанції ВН/СН.

**Таблиця 11.2**

**Перелік підстанцій, на яких проводяться виміри щорічно**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № з/п | Структурний підрозділ | Назва ПС | Напруга, кВ |
| 1 | Жовтоводські РЕМ | ПС-150/35/10 кВ «Силова» | 150/35/10 |
| 2 | Криворізькі РЕМ | ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ» | 150/6 |
| 3 | Павлоградські РЕМ | ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ» | 150/10/6 |
| 4 | Павлоградські РЕМ | ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО» | 150/6/6 |
| 5 | СПС | ПС-154/35/6 кВ «КПО» | 154/35/6 |
| 6 | СПС | ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ» | 154/10/6 |
| 7 | СПС | ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1» | 150/35/6 |
| 8 | СПС | ПС-154/6/6 «Трубна» | 154/6/6 |

2) не рідше одного разу на 4 роки – на шинах середньої напруги кожної підстанції СН/СН.

**Таблиця 11.3**

**Графік проведення вимірів з прив’язкою до структурних підрозділів**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № з/п | Структурний підрозділ | Назва ПС | Напруга, кВ | 2021р. | 2022р. | 2023р. | 2024р. | 2025р. |
| 1 | Криворізькі РЕМ | ПС-35/6 кВ «ЖКК» | 35/6 |  |  |  |  |  |
| 2 | Павлоградські РЕМ | ПС «ЦЗ»35/6 кВ | 35/6 |  |  |  |  |  |
| 3 | Павлоградські РЕМ | ПС «НВ-ЦЗ»35/6 кВ | 35/6 |  |  |  |  |  |
| 4 | Павлоградські РЕМ | ПС-35/10 кВ «НМФ» | 35/10 |  |  |  |  |  |
| 5 | Дніпропетровські РЕМ | ПС-35/10 кВ «Сельстрой» | 35/10 |  |  |  |  |  |
| 6 | Жовтоводські РЕМ | ПС «Макорти»35/6 кВ | 35/6 |  |  |  |  |  |
| 7 | Жовтоводські РЕМ | ПС «С-35»35/6 кВ | 35/6 |  |  |  |  |  |
| 8 | Жовтоводські РЕМ | ПС-5 35/6 кВ м. Жовті Води | 35/6 |  |  |  |  |  |
| 9 | Жовтоводські РЕМ | ПС-29 35/6 кВ | 35/6 |  |  |  |  |  |
| 10 | Жовтоводські РЕМ | ПС 35/6 кВ «Інгулецька» | 35/6 |  |  |  |  |  |
| 11 | Криворізькі РЕМ | ПС №5»Жилселище»35/6  кВ | 35/6 |  |  |  |  |  |
| 12 | Криворізькі РЕМ | ПС №47 35/6 кВ «Західна» | 35/6 |  |  |  |  |  |
| 13 | Криворізькі РЕМ | ПС №50»Березняки»35/10/6 кВ | 35/10/6 |  |  |  |  |  |
| 14 | Криворізькі РЕМ | ПС-35/10 кВ «Луч» | 35/10 |  |  |  |  |  |
| 15 | Криворізькі РЕМ | ПС 35/6 кВ «Рахманово» | 35/6 |  |  |  |  |  |
| 16 | Криворізькі РЕМ | ПС-35/6 кВ «Чешка» | 35/6 |  |  |  |  |  |
| 17 | Криворізькі РЕМ | ПС-35/6 кВ №3 | 35/6 |  |  |  |  |  |
| 18 | Павлоградські РЕМ | ПС-35/6 кВ «Палмаш» | 35/6 |  |  |  |  |  |
| 19 | Павлоградські РЕМ | ПС «САЗ»35/10/6 кВ | 35/10 |  |  |  |  |  |
| 20 | Служба підстанцій 35 кВ і вище | ПС-35/6 кВ «Стрічка» | 35/6 |  |  |  |  |  |
| 21 | Служба підстанцій 35 кВ і вище | ПС-35/6 кВ «Молзавод» | 35/6 |  |  |  |  |  |
| 22 | Служба підстанцій 35 кВ і вище | ПС-35/6 кВ №14 | 35/6 |  |  |  |  |  |

3) щороку – не менше ніж на 1% точок приєднання споживачів середньої напруги (426\*0,01≈5 приєднань).

4) щороку – не менше ніж на 0,5% підстанцій СН/НН на одній із шин низької напруги (688\*0,005≈4 приєднання).

Всього в середньому необхідно провести 8+6+5+4=23 вимірювань на рік. Кількість тижнів в році – 52. Кожне вимірювання триває не менше 7 діб. Тому, враховуючи час на встановлення, зняття приладу та обробку інформації, для виконання в повному обсязі вимог Кодексу систем розподілу щодо вимірювання та моніторингу параметрів якості електричної енергії на підстанціях, ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» необхідно застосувати, в разі виконання вимірювань персоналом ПС та РЕМ, як мінімум, 1 прилад ПЯЕЕ.

За рахунок здійснення інших заходів, розроблених Планом Розвитку оператора системи розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» на 2021-2025 роки, що передбачають реконструкцію та технічне переоснащення електричних мереж товариства, а особливо, таких як заміна силових трансформаторів, відокремлювачів та короткозамикачів, масляних вимикачів на елегазові та вакуумні, реконструкція електричних мереж напругою 0,4-10 кВ шляхом заміни неізольованих проводів на СІП, будівництва розвантажувальних підстанцій 10/0,4 кВ та інші, показники якості електричної енергії, яка надається споживачам, будуть відповідати вимогам, що передбачені державним стандартом та Кодексом системи розподілу.

Використання переносних ПЯЕЕ на підстанціях та в розподільних мережах дозволить об’єднати дані з усіх пристроїв вимірювання, концентрувати дані, проводити аналіз/моніторинг і визначати електроустановки з джерелом спотворень електричної енергії, автоматично передавати дані на вищий диспетчерський рівень та відповідним підрозділам для контролю за відповідністю режимів роботи електричної енергії.

На виконання зобов’язань, визначених Кодексом систем розподілу, Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП №310, 311 від 14.03.2018 в план розвитку ОСР (за сценарієм 2) включені роботи з проєктування та впровадження автоматизованої системи обліку електричної енергії з контролем показників її якості в мережах ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК», встановлення технічних засобів реєстрації перерв в електропостачанні та показників якості електроенергії для проведення вимірювання параметрів якості електричної енергії в точках розподілу.

Створення автоматизованої системи обліку дозволить:

* мати оперативну інформацію про режими електроспоживання, забезпечити компанію постійною достовірною інформацією стосовно обліку електроенергії та потужності на ПС;
* визначати і аналізувати по кожній ПС як загальні втрати електроенергії, так й на власні та господарські потреби;
* вести розрахунки фактичних втрат електроенергії в силових трансформаторах та лініях електропередачі;
* зменшити втрати електроенергії в мережах компанії;
* вести погодинний облік електроенергії, яка надходить в мережі компанії та відпускається з них в суміжні мережі ОСР та споживачам, забезпечити автоматизований облік електроенергії та показників якості електричної енергії на межі балансової належності;
* контролювати, аналізувати, виявляти причини та споживачів, які погіршують якість електричної енергії з можливістю визначення як загальної кількості спотвореної електроенергії, так й по окремих точках з прив’язкою до кількості електроенергії по годинах доби;
* дозволить проводити розрахунки за спожиту електроенергію з урахуванням її якості;
* підвищити надійність та ефективність роботи електричних мереж компанії;
* дасть можливість враховувати додаткові похибки в загальній похибці лічильників електричної енергії, які встановлюються в точках мережі з низькою якістю електричної енергії.

Проєктування автоматизованої системи обліку (сценарій 2) заплановано на 2021-2022 рр., впровадження - в 2023-2024 рр.

В експлуатації у компанії знаходиться значна кількість засобів вимірювальної техніки, за винятком лічильників електричної енергії, трансформаторів струму та трансформаторів напруги, термін експлуатації яких становить понад 25 років. В основному це щитові прилади для вимірювання електричних величин. Термін експлуатації засобів вимірювальної техніки понад 25 років призводить до збільшення трудовитрат на їх ремонт. Для більшості засобів вимірювальної техніки встановлено термін практичного використання не більше 10 років.

Відповідно, переважна більшість ЗВТ вже пройшла межу ресурсу і потребує планомірної заміни. Компанією планується при переоснащенні діючих підстанцій та будівництві нових введення в експлуатацію цифрових вимірювальних приладів.

1. **[Інформація щодо запланованого виведення обладнання системи розподілу з експлуатації та оцінка впливу такого виведення](#Інформзапланвивед12зміст" \o "зміст)**

Виведення з роботи електротехнічного і електровимірювального обладнання електричних мереж, яке вичерпало технічний ресурс експлуатації, має незадовільні показники енергоефективності, не відповідає сучасним вимогам нормативно-технічної документації, нормам екологічної та техногенної безпеки ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» на наступні роки 2021-2025 не планується.

1. **[Плани в частині заходів з компенсації реактивної потужності](#Планикомпенсац13зміст" \o "зміст)**

На підставі аналізу розрахунків економічних еквівалентів реактивної потужності, розрахованих у відповідності до нормативних документів експертною організацією Київського політехнічного інституту ім. Сікорського, що були проведені у 2018 році та затверджені на подальші два роки, а також враховуючи результати розрахунків експертної організації за попередні періоди, можна зробити висновок щодо стабільної, без різких відхилень від середньозваженої величини складової Д2 економічного еквіваленту реактивної потужності по підстанціях компанії рівня напруги 35 кВ на вище.

Приймаючи до уваги вартість компенсуючих приладів, обсяги розподілу електричної енергії мережами Товариства та величини розрахованих складових Д2, компенсація реактивної потужності на високовольтних трансформаторних підстанціях на період 2021-2025 роки економічно не доцільна.

При розробці проєктів з будівництва, реконструкції, технічного переоснащення обов’язковим пунктом в ТЗ є вимоги про визначення проєктом необхідності встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності.

1. **[Плани в частині улаштування «інтелектуального» обліку електричної енергії](#ПланиСМАРТ14зміст" \o "зміст)**

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

Враховуючи стратегію розвитку електроенергетики в напрямку автоматизації обліку електроенергії, ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» спрямовує значні технічні та фінансові ресурси на розширення автоматизації обліку, використовуючи багатофункціональні прилади обліку підвищеного ступеня захисту та можливістю інтегрування в автоматизовані системи обліку електроенергії (АСКОЕ). Основними перевагами інтелектуального обліку є:

* дистанційне одержання від кожного вузла обліку даних про відпущену або спожиту електричну енергію;
* контроль декількох параметрів електроенергії для виявлення та реєстрації їх відхилень від договірних значень;
* виявлення фактів несанкціонованого втручання в роботу приладів обліку;
* аналіз технічного стану й відмов приладів обліку;
* розрахунки внутрішнього балансу по об’єктам з метою виявлення технічних і комерційних втрат та впровадження заходів щодо ефективного енергозбереження;
* можливість дистанційного обмеження споживача за несплачену електричну енергію без використання комутаційного устаткування споживача.

Багатофункціональність лічильників електричної енергії передбачає також можливість подальшого застосування багатотарифного обліку електроенергії. Система щоденно «опитує» лічильники і на підставі фактичних показників проводиться точний розрахунок за розподілену електроенергію. Автоматизовані системи обліку дозволяють контролювати баланс електричної енергії по будинку, лінії, здійснювати контроль величини дозволеної потужності.

**Заходи з розвитку інтелектуальних мереж (мережі «Smart Grids»)**

Заходи по зменшенню втрат передбачають впровадження нових технічних рішень в систему передачі та розподілу електроенергії. Найбільш ефективні з них входять до концепції Smart Grid, або «Інтелектуальні мережі» - це електрична мережа, що на основі сучасних інноваційних технологій обладнання ефективно координує та управляє дією всіх підключених до неї об'єктів – від різних систем генерації, передачі та розподілу електроенергії до її споживачів з метою створення економічно рентабельної та стабільної енергосистеми з низькими втратами і високим рівнем надійності та якості енергопостачання, що задовольняють вимогам енергоефективного та економічного функціонування енергосистеми шляхом скоординованого управління за допомогою сучасних двосторонніх комунікацій між елементами електричних мереж, електричних станцій та споживачів електроенергії.

Впровадження інтелектуальних мереж Smart Grid дозволяє:

* підвищити ефективність, надійністіь електропостачання та безвідмовності роботи системи;
* підвищити енергетичну ефективність;
* поліпшити автоматизацію розподільних мереж;
* поліпшити якість обслуговування низьковольтних мереж, управління та моніторинг стану електротехнічного обладнання;
* виявляти перебої в енергопостачанні;
* автоматизувати систему розподілу;
* зберігати навколишнє середовище.

Одна із складових Smart Grid - сучасні автоматизовані системи обліку електроенергії.

Технологія Smart Grid працює через систему спеціальних «розумних» лічильників, встановлених в точках споживання. Вони інформують про рівень споживання енергії, що дозволяє коригувати використання електрообладнання в часі і розподіляти електрику в залежності від потреб.

«Інтелектуальні мережі», оснащені промисловими контролерами і тому, крім свого основного призначення, можуть забезпечувати також передачу даних і доступ в Інтернет, використовувати джерела відновлюваної енергії і скорочувати споживання останньої. Споживачі в такій мережі можуть отримувати докладну інформацію про те, на які цілі і скільки електроенергії вони витрачають.

У відповідності до вимог п.1.2 розділу III. ОРГАНІЗАЦІЯ ПРОЦЕСУ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 №311 «Метою організації комерційного обліку електричної енергії на ринку електричної енергії є надання учасникам ринку повної та достовірної інформації про обсяги виробленої, відпущеної, переданої, розподіленої, імпортованої та експортованої, а також спожитої електричної енергії у визначений проміжок часу з метою її подальшого використання для здійснення розрахунків між учасниками ринку».

Критерії вибору встановлення лічильників електроенергії типу Smart:

1. Велика кількість побутових споживачів з приладами обліку, розташованими в важкодоступних місцях: квартирах, закритих тамбурах.
2. Зниження небалансів по проблемним втратним приєднанням та недопущення комерційної складової втрат електричної енергії.
3. Оперативне реагування на вимоги постачальника електричної енергії щодо припинення постачання електричної енергії при наявності дебіторської заборгованості.
4. Скорочення витрат на проведення робіт по контрольному зняттю показів приладів обліку.

За 2021-2025 роки планується встановити 16175 лічильників електричної енергії Smart та орієнтовно 96 шаф PLC для встановлення зв’язку з сервером Підприємства (таблиця 14.1).

**Таблиця 14.1**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Рік | РЕМ | Кількість ТП, шт. | | Однофазні лічильники електричної енергії з функцією передачі даних по PLC для побутових споживачів, шт. | | Трифазні лічильники електричної енергії з функцією даних по PLC для юридичних споживачів, шт. | | Шафи PLC, шт. | | Колодка випробувальна НІК КП-25, шт. | |
| всього | в тому числі | всього | в тому числі | всього | в тому числі | всього | в тому числі | всього | в тому числі |
| 2021 | Дніпропетровські РЕМ | 12 | 5 | 3064 | 1168 | 70 | 37 | 12 | 5 | 0 | 0 |
| Жовтоводські РЕМ | 5 | 1446 | 29 | 5 | 0 |
| Вільногірські РЕМ | 1 | 306 | 2 | 1 | 0 |
| Криворізькі РЕМ | 1 | 144 | 2 | 1 | 0 |
| 2022 | Дніпропетровські РЕМ | 16 | 6 | 2120 | 730 | 46 | 14 | 16 | 6 | 30 | 8 |
| Павлоградські РЕМ | 3 | 640 | 10 | 3 | 8 |
| Жовтоводські РЕМ | 6 | 600 | 20 | 6 | 7 |
| Гвардійська дільниця Павлоградських РЕМ | 1 | 150 | 2 | 1 | 7 |
| 2023 | Дніпропетровські РЕМ | 24 | 8 | 3300 | 1260 | 105 | 50 | 24 | 8 | 30 | 8 |
| Павлоградські РЕМ | 4 | 800 | 20 | 4 | 8 |
| Жовтоводські РЕМ | 8 | 840 | 31 | 8 | 7 |
| Гвардійська дільниця Павлоградських РЕМ | 4 | 400 | 4 | 4 | 7 |
| 2024 | Дніпропетровські РЕМ | 24 | 8 | 3481 | 1361 | 105 | 50 | 24 | 8 | 30 | 8 |
| Павлоградські РЕМ | 4 | 840 | 20 | 4 | 8 |
| Жовтоводські РЕМ | 8 | 890 | 31 | 8 | 7 |
| Гвардійська дільниця Павлоградських РЕМ | 4 | 400 | 4 | 4 | 7 |
| 2025 | Дніпропетровські РЕМ | 20 | 6 | 3774 | 1900 | 110 | 30 | 20 | 6 | 65 | 25 |
| Павлоградські РЕМ | 4 | 550 | 20 | 4 | 15 |
| Жовтоводські РЕМ | 8 | 874 | 40 | 8 | 15 |
| Гвардійська дільниця Павлоградських РЕМ | 2 | 450 | 20 | 2 | 10 |

Впровадження лічильників типу Smart здійснюватимуся у відповідності з «Концепцією впровадження АСКОЕ побутових споживачів» в ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК», що в свою чергу дозволить забезпечити:

* збирання та збереження інформації;
* контроль за параметрами електричної енергії;
* контроль за договірною потужністю споживачів;
* перегляд графіків споживання за заданий період.

З метою постійного контролю та своєчасної оплати за використану електроенергію, більш оперативного реагування для відключення/підключення споживачів необхідне створення системи АСКОЕ побутових споживачів.

Реалізація цього заходу дозволить робити більш точні прогнози зі споживання електроенергії побутових споживачів, приймати комплекс заходів щодо зменшення небалансу та запобігання крадіжкам електроенергії. План впровадження АСКОЕ (комерційного обліку) по роках наведено в таблиці 14.2

**Таблиця 14.2**

**План впровадження АСКОЕ (комерційного обліку) по роках, %**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| №з/п | Найменування | Станом на 01.01.2021 | Станом на 01.01.2022 | Станом на 01.01.2023 | Станом на 01.01.2024 | Станом на 01.01.2025 |
| 1 | План впровадження АСКОЕ периметру підприємства, % | 92 | 94 | 98 | 100 | - |
| 2 | План впровадження АСКОЕ побутових споживачів, % | 8,4 | 10,4 | 13,6 | 16,9 | 20,5 |

Враховуючи, що основним завданням системи АСКОЕ побутових споживачів є збір комерційних даних щодо електричної енергії розподіленої мережами ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК», на перше місце поставлені вимоги щодо забезпечення точності вимірювання параметрів електроенергії в точках обліку, достовірності передачі параметрів в систему і їх повноти, захищеності інформації від несанкціонованого доступу та її збереження.

ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» планує в процесі реалізації технічного переоснащення існуючих засобів обліку здійснити заміну приладів обліку класу точності 2,5 за власний рахунок шляхом встановлення демонтованих приладів обліку під час їх заміни на лічильники електроенергії типу Smart.

Станом на 01.01.2020 р. на балансі Жовтоводських РЕМ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» (м. Жовті Води) знаходяться лічильники комерційного обліку побутових споживачів класу точності 2,5 в кількості 3895 шт. Плани щодо заміни зазначених лічильників на 2021-2025 роки наведені в таблиці 14.3

**Таблиця 14.3**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| №з/п | Найменування | 2021р.  (шт.) | 2022р.  (шт.) | 2023р.  (шт.) | 2024р.  (шт.) | 2025р.  (шт.) |
| 1 | Плани заміни лічильників комерційного обліку побутових споживачів з класом точності 2,5 | 1712 | 2183 | - | - | - |

1. **[Фактичні та прогнозні витрати електроенергії в системі розподілу та заходи, направлені на їх зниження](#Фактпрогнвитрат15зміст" \o "зміст)**

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;

2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);

3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії.

До 01.01.2019 року ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» здійснювало діяльність з передачі електричної енергії місцевими локальними електричними мережами, що розташовані на території Дніпропетровської області. Весь обсяг електричної енергії, що передавався мережами ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» враховувався як корисна віддача споживачам постачальника електричної енергії на території Дніпропетровської області. Тобто сальдоване надходження в мережі (відпуск в мережі) ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» - це весь обсяг електроенергії, що надійшов до мереж. **Відсоток втрат розраховувався як відношення втрат до надходження електроенергії в мережі.**

Згідно з п. 11.2.4. Кодексу систем розподілу, затвердженого Постановою НКРЕКП від 14.03.2018, № 310, договір про надання послуг з розподілу електричної енергії між ОСР та суміжним ОСР передбачає, що оплата послуг з розподілу електричної енергії між ОСР та суміжним ОСР **не здійснюється.** Отже, розподіл електричної енергії здійснюється споживачам, які розташовані на території здійснення ліцензованої діяльності відповідного ліцензіата, та приєднані до мереж, які перебувають у власності ліцензіата, а обсяг сальдованого надходження визначається як обсяг віддачі електроенергії споживачам та обсягу втрат в мережах ліцензіата. Враховуючи це, обсяг сальдованого надходження в мережі (відпуск в мережі) ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» суттєво змінився. Отже змінився і відсоток втрат, тому що він визначається як **відношення втрат до сальдованого надходження**.

Крім того, обсяги передачі електричної енергії мережами ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» враховувалися на межі балансової належності мереж, а обсяги розподілу враховуються по кожному споживачу безпосередньо (квартири багатоквартирних будинків, субспоживачі що приєднані до мереж основних споживачів, та ін.).

Нижче наведено витрати електричної енергії на її передачу за 2015-2019 роки та їх структура (таблиця 15.1), очікувані витрати електричної енергії на її розподіл на 2021-2025 роки (таблиця 15.2).

**Таблиця 15.1**

**Витрати електричної енергії на її передачу за 2015-2019 роки та їх структура.**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Структура технічних втрат в мережах ОСР | 2015 | рік | 2016 | рік | 2017 | рік | 2018 | рік | 2019 рік | |
| млн.кВт\*год | % | млн.кВт\*год | % | млн.кВт\*год | % | млн.кВт\*год | % | млн.кВт\*год | % |
| Фактичні (звітні) втрати | 39,95 | 2,82 | 42,28 | 3,03 | 43,41 | 2,95 | 43,93 | 3,15 | 71,74 | 9,06 |
| Відпуск в мережу | 1417,77 |  | 1396,99 |  | 1469,09 |  | 1394,19 |  | 791,40 |  |
| Технічні розрахункові втрати е/е, в т.ч.: |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| - змінні в ЛЕП | 42,74 | 3,01 | 41,66 | 2,98 | 43,20 | 2,94 | 40,80 | 2,93 | 58,44 | 7,38 |
| - в трансформаторах, в т.ч.: | 23,72 | 1,67 | 23,89 | 1,71 | 24,26 | 1,65 | 27,55 | 1,98 | 22,42 | 2,83 |
| - змінні | 3,82 | 0,27 | 3,81 | 0,27 | 3,57 | 0,24 | 3,40 | 0,24 | 3,44 | 0,43 |
| - умовнопостійні | 18,48 | 1,30 | 18,72 | 1,34 | 18,83 | 1,28 | 18,85 | 1,35 | 18,98 | 2,40 |
| - інші умовно-постійні втрати е/е | 1,42 | 0,10 | 1,36 | 0,10 | 1,86 | 0,13 | 5,30 | 0,38 | 7,73 | 0,98 |
| Всього технічні розрахункові втрати е/е | 66,46 |  | 65,55 |  | 67,46 |  | 68,35 |  | 88,59 |  |
| Витрати е/е на ВП ОСР | 1,73 |  | 1,76 |  | 1,93 |  | 2,03 |  | 1,28 |  |
| Всього ТВЕ | 68,19 | 4,81 | 67,31 | 4,82 | 69,38 | 4,72 | 70,38 | 5,05 | 90,56 | 11,4 |

**Таблиця 15.2**

**Очікувані витрати електричної енергії на її розподіл на 2020-2025 роки.**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показники | 2020 рік | 2021 рік | 2022 рік | 2023 рік | 2024 рік | 2025 рік |
| Фактичні (звітні) втрати (%) | 9,19 | 9,07 | 9,00 | 8,92 | 8,85 | 8,77 |
| Нормативні (%) | 11,28 | 10,87 | 10,47 | 10,27 | 10,07 | 9,97 |
| Понаднормативні (%) | -2,09 | -1,80 | -1,47 | -1,35 | -1,22 | -1,1 |

Загальна величина зменшення обсягу фактичних втрат за період з 2020 по 2025 роки становить 1,805 млн. кВт\*год. порівняно з 2019 роком.

**Заходи, направлені на зниження втрат електроенергії в мережах ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»**:

1. Удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;

2. Підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами).

**Таблиця 15.3**

**Очікуваний недовідпуск електричної енергії, тис.кВт.год.**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показники | 2020 р. | 2021 р. | 2022 р | 2023 р. | 2024 р. | 2025 р. |
| Технологічні порушення - всього | 115 | 110 | 105 | 100 | 95 | 90 |
| у тому числі з вини персоналу | - | - | - | - | - |  |
| Аварійний недовідпуск електроенергії, тис.кВт.год | 52 | 49,7 | 47,4 | 45,1 | 42,8 | 40 |
| Відмови І категорії | - | - | - | - | - | - |
| у тому числі з вини персоналу | - | - | - | - | - | - |
| Відмови ІІ категорії | - | - | - | - | - | - |
| у тому числі з вини персоналу | - | - | - | - | - | - |
| Кількість відключень на 100 км | 6,2 | 6 | 5,7 | 5,4 | 5,1 | 5 |
| Довідково по Міненерговугілля: |  |  |  |  |  |  |

***Зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії.***

У Плані розвитку заплановані заходи із зниження нетехнічних витрат електричної енергії, спрямовані на забезпечення точності обліку електроенергії, унеможливлення її крадіжок:

* проводяться роботи із заміни відгалужень від опори лінії електропередач до вводу в будинок на ізольований самонесучий провід з винесенням на фасади будинків в захисні шафи електронних лічильників електричної енергії, перевірка відповідності паспортним даним автоматичних вимикачів, удосконалення зв’язку з лічильниками периметру Товариства;
* заміна лічильників електроенергії і вимірювальних трансформаторів на прилади обліку з підвищеними класами точності;
* придбання установки для повірки трифазних лічильників електроенергії типу Zera;
* розширення можливостей установки MTS 101 для повірки однофазних лічильників електроенергії;
* придбання зразкових переносних лічильників типу Zera;
* придбання лабораторії для пошуку порушень, що скоюються за допомогою вплива частотних генераторів, та подібними частотними впливами;
* облаштування лабораторії для пошуку порушень, що скоюються за допомогою вплива частотних генераторів, та подібними впливам.

Портативний аналізатор спектру Rohde & Schwarz FPH призначений для спектрального аналізу та ВЧ-діагностики та може успішно використовуватись у роботі оператора системи розподілу в польових умовах під час пошуку несанкціонованого відбору електричної енергії з використанням частотних генераторів.

Однією з важливих переваг аналізатора Rohde & Schwarz FPH перед аналогами (наприклад аналізатори Tektronix нижчої цінової категорії) є можливість проведення калібрування та повірки приладу в закладах стандартизації та метрології, що обумовлено вимогами закону України Про метрологію та метрологічну діяльність – так як даний прилад буде задіяний для пошуку крадіжок електричної енергії, і як наслідок - складання Актів про порушення ПРРЕЕ.

Зазначений аналізатор спектру Rohde & Schwarz FPH – портативний, компактний з зручним інтерфейсом, що є необхідною вимогою для здійснення визначення осередків крадіжок електричної енергії під час перевірок та рейдів, у польових умовах. На відміну від нього аналізатори Tektronix нижчої цінової категорії конфігурацій MDO3012 є осцилографами з вбудованими функціями з аналізу спектру і призначені для стаціонарної роботи в лабораторних умовах. Або ж інші портативні аналізатори, як наприклад аналізатор типу Tektronix RSA306B, вимагають додаткового обладнання, такого як ноутбук з певним програмним забезпеченням, в той час коли аналізатор спекту Rohde & Schwarz FPH є повністю автономним і не потребує додаткових програмних чи інструментальних засобів для проведення аналізу.

Крім того аналізатор спектру Rohde & Schwarz FPH має функцію прив’язки до локалізації об’єкту на мапах, які в свою чергу відображаються на екрані, що в свою чергу дозволяє визначати географічне положення радіочастотного сигналу, тобто виявляти адресу з якої здійснюється вплив на прилади обліку електричної енергії. Швидкість розгортки, яка характеризує відгук пристрою на сигнал та його зображення на екрані, висока і її діапазон полягає від 2 мс, вона суттєво вища за таку ж характеристику аналізаторів інших виробників, діапазон в яких стартує в середньому з 7 мс.

Для сталої роботи аналізатору спектру в польових умовах пошуку встановлених генераторів на енергооб’єктах споживачів, необхідна ручна направлена антена для пошуку та локалізації радіосигналів, для їх географічного визначення. Антена Rohde & Schwarz HE400 призначена для роботи з аналізатором спектру Rohde & Schwarz FPH, складається з антенної рукоятки, антенного кабелю і змінні модулі, за допомогою яких може перекривати широкий діапазон робочих частот від 8,3 кГц до 8 ГГц, і за допомогою зміни модулів може бути в подальшому налаштована для виконання інших функціональних задач (лише зміною одного модуля, а не всього прибору вцілому).

Модулі антени широкополосні, тому аналізатор спектру у комплекті з зазначеною антеною може охоплювати великі радіуси пошуку сигналів. До того ж не потрібно мати декілька модулів для фіксації різноманітних частот, як у випадку з іншими анатомами антен та аналізаторів. Оператор антени Rohde & Schwarz HE400 не витрачає додатковий час на підбор та заміну модуля антени під час роботи.

До того ж тип зазначений антенного модуля та його орієнтація по поляризації визначається не оператором, а безпосередньо антенною рукояткою, що призводить до більш точного пеленгу сигналу випромінювача, отже більш ефективної роботи з пошуку втрат електричної енергії.

Антена автоматично розпізнає підключений до рукоятки модуль та його поляризацію, тобто не потребує додаткових програмних продуктів чи стиковочних інтерфейсів, обладнана кнопкою команд, що може програмуватися для виконання таких програм як знімок екрану, зберігання поточного пеленгу та інше. Антена має вбудований електронний компас та приймач сигналів GPS/ГЛОНАСС.

В даній моделі передбачена функція тона приймача, яка має можливість детектувати частотні джерела в тих середовищах, в яких сигнал відбивається від поверхонь (металеві шафи, приміщення), що є надактуально у пошуку крадіжок в приміщеннях споживача.

* удосконалення розрахункового і технічного обліку електроенергії, заміна застарілих вимірювальних приладів, а також приладів обліку, трансформаторів струму, трансформаторів напруги з технічними параметрами, що не відповідають законодавчим та нормативно - технічним вимогам;
* установка приладів обліку на фасадах приватних володінь;
* заміна проводів АС на СІП, заміна вводів в будівлі, виконаних неізольованим проводом;
* впровадження автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії АСКОЕ для побутових споживачів;
* забезпечення обладнанням та матеріалами рейдових бригад по виявленню несанкціонованого відбору електроенергії.

Щорічно 15% коштів від обсягу інвестиційної програми направляється на заходи зі зниження нетехнічних витрат електричної енергії.

В плані розвитку 2021-2025 передбачено заміну вводів в житлові будинки та встановлення лічильників на фасад (першочергово там, де виявлено несанкційний відбір електроенергії та фактичне навантаження не відповідає споживанню та дозволеній потужності), заміну засобів обліку застарілих типів, закупівля обладнання АСКОЕ, перевірку технічних засобів контроля величини дозволеної потужності**.**

**Таблиця 15.4**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Найменування заходів | 2021 р. тис.грн. безПДВ | 2022 р. тис.грн. безПДВ | 2023 р. тис.грн. безПДВ | 2024 р. тис. грн. без ПДВ | 2025 р. тис. грн. без ПДВ |
| Улаштування однофазних вводів в будинки з застосуванням СІП та встановленням ФШО | 169,6 | 308,80 | 515,8 | 518,4 | 1075,2 |
| Створення АСКОЕ побутових споживачів | 4681,2 | 3456,07 | 5526,25 | 5774,95 | 6243,45 |
| Закупівля обладнання під АСКОЕ | 448,2 | 560 | 950 | 1000 | 1150 |
| Прилади для облаштування рейдової бригади | 0 | 14 | 0 | 14 | 10 |
| Пристрій для перевірки автоматичних вимикачів | 0 | 0 | 0 | 0 | 330 |
| Пристрої для проведення експертизи засобів обліку та пломб | - | 76,23 | 77 | 77 | 0 |
| Установка для повірки трифазних лічильників електроенергії типу Zera | - | 2000 | - | - | - |
| Розширення можливостей установки MTS 101 для повірки однофазних лічильників електроенергії | - | - | - | 1000 | - |
| Зразкові переносні лічильники типу Zera | 700 | 750 | 375 | 400 | 400 |
| Придбання лабораторії для пошуку порушень, що скоюються за допомогою вплива частотних генераторів, та подібними частотними впливами. | 945,34 | - | - | - | - |
| Модернізації лабораторії для пошуку порушень, що скоюються за допомогою вплива частотних генераторів, та подібними впливами. | - | - | 500 | - | 500 |
| Модернізація лабораторії з повірки трансформаторів струму та напруги |  | - | - | - | - |
| Придбання трансформаторів струму 6 – 10 кВ | - | 370 | 370 | 370 | 370 |
|
| Придбання трансформаторів напруги 6 – 10 кВ | - | 120 | 105 | 105 | 105 |
| **Всього** | 6944,34 | 7655,10 | 8419,05 | 9259,35 | 10183,65 |
|  |  |  |  |  |  |

Одним із важливих напрямків для зниження фактичних витрат електроенергії є боротьба з крадіжками електричної енергії за рахунок удосконалення схем вводів у житлові будинки, із застосуванням ізольованого проводу, тому що багаторічний досвід експлуатації показав, що традиційні повітряні лінії 0,4 кВ із неізольованими проводами мають ряд недоліків (можливість самовільного дооблікового підключення, підвищена небезпека для населення, схильність ліній руйнуванню від впливу льодоутворення, відключення ліній внаслідок ушкодження проводів, високі експлуатаційні витрати на їх обслуговування).

З метою зниження фактичних втрат електричної енергії планується улаштування вводів у житлові будинки із застосуванням ізольованого проводу СІП та впровадження ФШО:

**Таблиця 15.5**

**План установки ФШО на 2021-2025 рр.**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Підрозділ | Uном. В | Вартість 1 ФШО тис. грн | Період установки/вартість | | | | | | | | | |
| **2021** | | **2022** | | **2023** | | **2024** | | **2025** | |  |
| шт. | Вартість, тис.грн | шт. | Вартість тис.грн | шт. | Вартість, тис.грн | шт. | Вартість тис.грн | шт. | Вартість тис.грн |  |
| Жв. РЕМ | 220 | 1,6 | 100 | 160,0 | 193 | 308,80 | 202 | 323,2 | 324 | 518,4 | 510 | 816 |  |
| 380 | 1,92 | 5 | 9,6 | 0 | 0 | 2 | 3,84 | 0 | 0 | 0 | 0 |  |
| **Всього по РЕМ** | | | 105 | 169,6 | 193 | 308,80 | 204 | 327,04 | 324 | 518,4 | 510 | 816 |  |
| Дн. РЕМ | 220 | 1,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 118 | 188,8 | 0 | 0 | 162 | 259,2 |  |
| 380 | 1,92 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |  |
| **Всього по РЕМ** | |  | 0 | 0 | 0 | 0 | 118 | 188,8 | 0 | 0 | 162 | 259,2 |  |
|  |  | **Всього** | 105 | 169,6 | 193 | 308,80 | 322 | 515,8 | 324 | 518,4 | 672 | 1075,2 |  |

1. **[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](#Планиреконструкц16зміст" \o "зміст)**

Проведено аналіз технічного стану електричних мереж компанії. Для забезпечення надійного безпечного та економічно ефективного функціонування системи розподілу та встановлених рівнів показників якості електропостачання на прогнозний період, забезпечення необхідної та достатньої пропускної спроможності електромереж 20-150 кВ відповідно до наявних та прогнозних потреб споживачів та замовників щодо споживання електричної енергії та її відпуску в мережу на прогнозний період, забезпечення зниження технологічних та комерційних втрат електроенергії в елементах електричної мережі, забезпечення відповідних екологічних стандартів і нормативів складено перелік об’єктів з визаченням термінів виконання обсягів робіт.

Згідно з Планом розвитку пропонується провести технічне переоснащення (сценарій 1) - на 4 підстанціях 150 кВ та на 12 підстанціях 35 кВ, за сценарієм 2 - на 6 підстанціях 150 кВ та на 12 підстанціях 35 кВ. Устаткування фізично і морально застаріло.

Оскільки надійність постачання електроенергії споживачам в основному залежить від силового устаткування підстанцій та пристроїв релейного захисту, пропонується технічне переозброєння підстанцій розпочати із заміни масляних вимикачів (МВ) на вакуумні (ВВ) та елегазові вимикачі (ЕВ) з установкою сучасних мікропроцесорних пристроїв захисту.

Установка нових ВВ надалі дасть можливість упроваджувати автоматичні системи управління, які на цьому устаткуванні працюватимуть достатньо ефективно і надійно та дасть економію в трудовитратах, оскільки це устаткування практично не вимагає обслуговування.

На даний час у ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» знаходяться у власності 30 підстанції вищою напругою 150-35 кВ, на яких встановлено 54 силових трансформаторів у т. ч.

* напругою 35 кВ – 40 шт., з них відпрацювали більше 25 років – 25 трансформаторів, що складає – 62,5%;
* напругою 150 кВ – 14 шт., з них відпрацювали більше 25 років – 13 трансформаторів, що складає – 93%.
* Загальна кількість силових трансформаторів 6-10 кВ, які експлуатує підприємство складає 928 шт., з них відпрацювали більше 25 років – 558 трансформаторів, що складає – 60,1% .

Підлягають заміні силові трансформатори напругою 150 кВ та 35 кВ, а саме:

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Назва ПС | Дисп. № | Існуючий тр-р (тип - потужність / напруга) |  | Виконання робіт | Тр-р передбачений проєктом |
| Рік випуску |
| ПС-154/35/6 кВ «КПО» | 1Т | ТДТНГ-25000/150/35/6 | 1966 | 2025 сц.1 | ТДТН-40000/150 У1 |
| ПС-154/35/6 кВ «КПО» | 2Т | ТДТНГ-25000/150/35/6 | 1969 | 2026 | ТДТН-40000/150 У1 |
| ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ» | 1Т | ТРДН-32000/150-70У1, 150/10/6 | 1978 | 2021 сц.2 | ТДТН-40000/150 У1 |
| ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1» | 1Т | ТДТН-25000/35/6 | 1977 | 2026 | ТДТН-40000/150 У |
| ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1» | 2Т | ТДТН-25000/35/6 | 1977 | 2026 | ТДТН-40000/150 У |
| ПС-154/6/6 «Трубна» | 1Т | ТРДН-32000/150-70У1, 150/6/6 | 1975 | 2026 | -\* |
| ПС-154/6/6 «Трубна» | 2Т | ТРДН-32000/150-70У1, 150/6/6 | 1972 | 2026 | -\* |
| ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ» | 1Т | ТДГ-60000/150 | 1968 | 2023 сц.2 | -\* |
| ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ» | 2Т | ТДГ-60000/150 | 1970 | 2024 сц.2 | -\* |
| ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ» | 4Т | ТРДН-32000/150-У1 | 1985 | 2024 сц.2 | -\* |
| ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО» | 1Т | ТРДН-32000/150-У1 | 1974 | 2024 сц.2 | -\* |
| ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО» | 2Т | ТРДН-32000/150-У1 | 1977 | 2025 сц.2 | -\* |
| ПС-150/35/6 кВ «Силова» | 1Т | ТДТН-16000/150 | 1987 | 2027 | -\* |
| ПС-35/6 кВ «Молзавод» | 1Т | ТМ-2500/35/6 | 1988 | 2023 сц.1 | ТМН-4000/35 У1 |
| ПС N 50 «Березняки» 35/10/6 кВ | 1Т | ТДНС-10000/35 -У1 | 1989 | 2029 | -\* |
| ПС N 50 «Березняки» 35/10/6 кВ | 2Т | ТДНС-10000/35 -У1 | 1989 | 2029 | -\* |
| ПС-35/6 кВ «Чешка» | 1Т | ТМ-1600/35 | 1968 | 2022 сц.2 | -\* |
| ПС-29 35/6 кВ | 1Т | ТМ-4000/35 | 1983 | 2027 | -\* |
| ПС-29 35/6 кВ | 2Т | ТМ-4000/35 | 1983 | 2027 | -\* |
| ПС-35/6 кВ N 14 | 3Т | ТМ-2500/35/6 | 1977 | 2021 сц.1 | -\* |
| ПС-35/6 кВ N 14 | 4Т | ТМ-3200/35/6 | 1956 | 2021 сц.1 | -\* |
| ПС-35/10 кВ «НМФ» | 1Т | ТМН-4000-35/75-У1, 35/10 | 1984 | 2025 сц.2 | -\* |
| ПС-35/10 кВ «НМФ» | 2Т | ТМН-4000-35/75-У1, 35/10 | 1984 | 2025 сц.2 | -\* |
| ПС-35/6 кВ «ЖКК» | 1Т | ТМН-4000-35 | 1981 | 2027 | -\* |
| ПС-35/6 кВ «ЖКК» | 2Т | ТМН-4000-35 | 1981 | 2027 | -\* |
| ПС-35/6 кВ «Палмаш» | 1Т | ТДНС-10000/35/6 | 1971 | 2026 | -\* |
| ПС «САЗ» 35/10/6 кВ | 1Т | ТМН-2500/35 | 1984 | 2028 | -\* |
| 2Т | ТМН-2500/35 | 1976 | 2028 | -\* |
| ПС-35/10 кВ «Сельстрой» | 1Т | ТМН-10000/35/10 | 1977 | 2027 | -\* |
| ПС-35/10 кВ «Сельстрой» | 2Т | ТДНС-10000/35/10 | 1975 | 2027 | -\* |
| ПС «Макорти» 35/6 кВ | 1Т | ТМ-2500/35 | 1971 | 2029 | -\* |
| ПС «НВ-ЦЗ» 35/6 кВ | 1Т | ТМ-1800/35 | 1968 | 2022 сц.1 | -\* |
| ПС «ЦЗ» 35/6 кВ | 1Т | ТМН-4000/35-73У1, 35/6 | 1988 | 2026 | -\* |
| ПС «ЦЗ» 35/6 кВ | 2Т | ТМН-4000/35-73У1, 35/6 | 1987 | 2026 | -\* |

Примітка: -\* тип силового трансформатору буде визначено проєктом.

До основних дефектів, що спонукають до заміни силового трансформатора, відносять:

* вичерпання терміну експлуатації – 30 років, а деякі трансформатори на підприємстві експлуатуються понад 50 років;
* погіршення ізоляційних характеристик обмотки трансформатора;
* значення tg кута діелектричних втрат ізоляції обмотки значно перевищує граничне допустиме значення – 1,5%, а фактично складає від 3 до 10%. Підвищене значення tg кута діелектричних втрат вказує на старіння ізоляції обмотки, що може призвести до виникнення короткого замикання та виходу з ладу трансформатора;
* погіршення ізоляційних характеристик маслонаповнених вводів 150 кВ силового трансформатора спричиняє виникнення короткого замикання ;
* порушення вузлів герметизації вводів, що призводить до попадання вологи у ввід та у подальшому до пробою ізоляції вводу ;
* полімеризація та руйнування паперової ізоляції обмоток, спричиняє виникнення короткого замикання між витками обмоток трансформатора;
* перевантаження силових трансформаторів вище допустимих значень, призводить до перегріву трансформаторного масла вище граничного значення – 95°С та його аварійного відключення;
* не робочий пристрій регулювання напруги під навантаженням (РПН), пристрій регулювання напруги без збудження (ПБВ) або їх відсутність, що не дозволяє забезпечити споживачів електроенергією належної якості;
* підтікання трансформаторного масла по зварним швам основного баку та через резинові ущільнювачі, призводить до попадання вологи у бак та можливого витоку значної кількості трансформаторного масла;
* підвищені втрати холостого ходу трансформатора, що призводить до значних технологічних втрат електроенергії.

В зв’язку з тим, що обсяги фінансування ремонтної та інвестиційної програм обмежені сумами, затвердженими в структурі тарифів на розподіл електроенергії, і є значно меншими ніж необхідні обсяги щорічних капіталовкладень в плані розвитку надано додатково перелік об’єктів за сценарієм 2. Терміни виконання робіт орієнтовні, будуть змінені в залежності від джерел фінансування ІП. Пооб'єктний перелік проєктів з нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення елементів системи розподілу рівня напруги 20 кВ і вище з зазначенням відповідного обсягу інвестицій і строків виконання наведено нижче.

**Таблиця 16.1**

**Підстанції напругою 35-150 кВ, які плануються до введення в роботу та проведення технічного переоснащення (реконструкції) у 2021-2025 роках (сценарій 1)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № з/п. | Назва ПС | Характеристика ПС | | Вид капіталь ного будівництва (нове, реконструкція, технічне переоснащення) | Наявність проєктної документації | Стан проєктних робіт | | Кошторис-на/оціночна вартість будівництва | Будівельні роботи | | |
| Напруга | Кількість та потужність тр-рів | початок | закінчення |  | початок | Нормативний термін будівництва | Орієнтовний термін закінчення будівництва |
| кВ | од. х МВА | (рік) | (рік) | тис. грн. | (рік) | (рік) | (рік) |
| 1 | ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ» | 150/10/6 | 32+40 | Реконструкція | в наявності | 2020 | 2020 | 12494,8 | 2021 | 2 | 2022 |
| 2 | ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ» | 150/6 | 2х60 | тех.переоснащ. 1 етап | в наявності | 2014 | 2014 | 12749,08 | 2023 | 1 | 2023 |
| 3 | ПС-154/35/6 кВ «КПО» | 154/35/6 | 2х25 | тех.переоснащення | в наявності | 2018 | 2018 | 30000 | 2025 | 1 | 2025 |
| 4 | ПС «С-35»35/6 кВ м. Жовті Води | 35/6 | 1х4 | тех.переоснащення | в наявності | 2016 | 2016 | 10134,4 | 2022 | 2 | 2023 |
| 5 | ПС-35/6 кВ «Молзавод» | 35/6 | 1х4 | тех.переоснащення | в наявності | 2018 | 2018 | 10810,4 | 2024 | 1 | 2024 |
| 6 | ПС-35/6 кВ №14 | 35/6 | 1х3,2, 1х2,5 | техн.переоснащ. | відсутня | 2020 | 2020 | 6200,0 | 2021 | 1 | 2021 |
| 7 | ПС-35/6 кВ «Стрічка» | 35/6 | 2х6,3 | техн.переоснащ. | в наявності | 2018 | 2018 | 11777,9 | 2024 | 2 | 2025 |
| 8 | ПС «ЦЗ» 35/6 кВ | 35/6 | 2х4 | техн.переоснащ. | в наявності | 2018 | 2018 | 16637,1 | 2024 | 1 | 2024 |
| 9 | ПС «НВ-ЦЗ» 35/6 кВ | 35/6 | 1,8 | техн.переоснащ. | в наявності | 2018 | 2018 | 8473,3 | 2022 | 2 | 2023 |
|  | **Всього:** |  |  |  |  |  |  | **119276,9** |  |  |  |

**Таблиця 16.2**

**Лінії електропередач напругою 35-150 кВ, які плануються до введення в роботу та проведення робіт з реконструкції у 2021-2025 роках (сценарій 1)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п./п. | Назва і тип лінії електропередачі | Характеристика ПЛ | | | | Вид капіталь-ного будів-ництва (нове, реконст-рукція, тех-нічне пере-оснащення) | Наявність проєктної документації | Стан проєктних робіт | | Кошторис-на/ оціночна вартість будівництва, тис.грн. | Будівельні роботи | | |
| Напруга, кВ | Кількість ланцюгів | Довжина лінії по трасі, км | Марка проводу | початок (рік) | закінчення (рік) | Плановий термін початку бу-дівництва (рік) | Норматив-ний термін будів-ництва (рік) | Орієнтов-ний термін закінчення будівництва (рік) |
| 1 | ЛЕП 35 кВ до ПС «С-35» 35/6 кВ м.Жовті Води | 35 | 2 | 4,45 | АПВЕгаПУ-87/150 пер.1\*240 | нове | в наявності | 2016 | 2016 | 27512,87 | 2022 | 3 | 2024 |
|  | ВСЬОГО |  |  |  |  |  |  |  |  | **27512,87** |  |  |  |

Примітка: Терміни робіт орієнтовні, будуть змінені в залежності від фінансування ІП

**Таблиця 16.3**

**Необхідні капіталовкладення по роках для технічного переоснащення (реконструкції) підстанцій напругою 35-150 кВ, тис.грн. (сценарій 1)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № з/п. | Назва ПС | Вид капіталь ного будівництва (нове, реконструкція, технічне переоснащення) | Наявність проєктної документації | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|
|
| 1 | ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ» | реконструкція | в наявності | 6247,4 | 6247,4 |  |  |  |
| 2 | ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ» | тех.переоснащ. 1 етап | в наявності |  |  | 12749,1 |  |  |
| 3 | ПС-154/35/6 кВ «КПО» | тех.переоснащення | в наявності |  |  |  |  | 30000 |
|
| 4 | ПС «С-35»35/6 кВ | тех.переоснащення | в наявності |  | 5689,9 | 4444,5 |  |  |
| 5 | ПС-35/6 кВ «Молзавод» | тех.переоснащення | в наявності |  |  |  | 10810,4 |  |
| 6 | ПС-35/6 кВ №14 | техн.переоснащ. | відсутня | 6200 |  |  |  |  |
| 7 | ПС-35/6 кВ «Стрічка» | техн.переоснащ. | в наявності |  |  |  | 5888,95 | 5888,95 |
| 8 | ПС «ЦЗ» 35/6 кВ | техн.переоснащ. | в наявності |  |  |  | 16637,1 |  |
| 9 | ПС «НВ-ЦЗ» 35/6 кВ | техн.переоснащ. | в наявності |  | 1500 | 6973 |  |  |
|  | **Всього:** |  |  | **12447,4** | **13437,3** | **24166,8** | **33336,42** | **35888,95** |

**Таблиця 16.4**

**Необхідні капіталовкладення по роках для будівництва ліній електропередачі та реконструкції ЛЕП напругою 35-150 кВ, тис.грн. (сценарій 1)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п./п. | Назва і тип лінії електропередачі | Вид капіталь-ного будів-ництва (нове, реконст-рукція, тех-нічне пере-оснащення) | Наявність проєктної документації | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|
| 2 | ЛЕП 35 кВ до ПС «С-35» 35/6 кВ м.Жовті Води | нове | в наявності |  | 15677,05 | 9976,067 | 1859,75 |  |
|  | **ВСЬОГО** |  |  | **0** | **15677,05** | **9976,067** | **1859,753** | **0** |

Для підвищення рівня якості електропостачання і споживачів запланована реконструкція електричних мереж 6-10-0,4 кВ та встановлення розвантажувальних підстанцій в мережах, що розташовані в районах, навантаження в яких виходить за межі норми, та встановлення яких є економічно обґрунтованим.

Нижче надано узагальнений перелік заходів з реконструкції мереж нижче 20 кВ та орієнтовний термін виконання цих робіт впродовж наступних п’яти календарних років.

**Таблиця 16.5**

**Узагальнений перелік заходів з реконструкції мереж нижче 20 кВ та орієнтовний термін виконання цих робіт впродовж наступних п’яти календарних років (сценарій 1)**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| №з/п | Назва об’єкта/РЕМ | Місцезнаходження об’єкта | Од. вим., км ліній/ од. ТП | Орієнтовна кошторисна вартість робіт (тис.грн..) | Термін виконання робіт | |
|
| **1** | **Нове будівництво об'єктів системи розподілу рівня напруги 10 (6); 0,4 кВ** |  |  |  |  |  |
| 1.1. | **Вільногірські РЕМ, усього** | | |  |  |  |
| 1.1.1 | Будівництво ПЛ-6 кВ | смт. Дніпровське | 0,43 | 202,3 | 2 022 | 2 022 |
| 1.1.2 | Будівництво КЛ-0,4 кВ | 0,1 | 160,0 | 2 022 | 2 022 |
| 1.2. | **Павлоградські РЕМ, усього** | | |  |  |  |
| 1.2.1 | Будівництво розвантажувального ТП-6/0,4 кВ | м. Павлоград | 2 | 540 | 2 023 | 2 023 |
| 1.2.2 | Будівництво КЛ-0,4 кВ | 0,2 | 150 | 2 025 | 2 025 |
| 1.3. | **Дніпроперовські РЕМ , усього** |  |  |  |  |  |
| 1.3.1 | Будівництво розвантажувального ТП-6/0,4 кВ | м. Дніпро | 2 | 860 | 2 022 | 2 023 |
| 1.3.2 | Будівництво КЛ 6 кВ | 15,93 | 4010,0 | 2 022 | 2 025 |
| 1.3.3 | Будівництво КЛ 0,4 кВ | 1,7 | 340 | 2 023 | 2 023 |
| 1.4. | **Жовтоводські РЕМ , усього** |  |  |  |  |  |
| 1.4.1 | Будівництво розвантажувального ТП-6/0,4 кВ | м. Жовті Води | 3 | 1110,0 | 2 022 | 2 024 |
| 1.4.2 | Будівництво ПЛ-10 кВ | 1,7 | 440 | 2 024 | 2 024 |
| 1.5. | **Криворізькі РЕМ , усього** |  |  |  |  |  |
| 1.5.1 | Будівництво розвантажувального ТП-6/0,4 кВ | м. Кривий Ріг | 2 | 650 | 2 022 | 2 025 |
| **2.** | **Реконструкція, технічне переоснащення об'єктів системи розподілу рівня напруги 10 (6); 0,4 кВ** |  |  |  |  |  |
| 2.1. | **Вільногірські РЕМ, усього** | | |  |  |  |
| 2.1.1 | Технічне переоснащення ТП, РП 6/0,4 кВ | смт. Дніпровське, м. Вільногірськ | 19 | 2390,0 | 2 021 | 2 025 |
| 2.1.2 | Реконструкція ПЛ-0,4 кВ | 9,67 | 2505,8 | 2 021 | 2 024 |
| 2.1.3 | Реконструкція КЛ-6 кВ | 2,3 | 1030,2 | 2 022 | 2 025 |
| 2.1.4 | Реконструкція КЛ 0,4 кВ | 0,9 | 563,0 | 2 022 | 2 025 |
| 2.2. | **Криворізькі РЕМ , усього** | | |  |  |  |
| 2.2.1 | Технічне переоснащення ТП, РП 10(6)/0,4 кВ | м. Кривий Ріг, Криворізький район, Інгулецький район, Апостолівський район | 21 | 1630 | 2 021 | 2 025 |
| 2.2.2 | Реконструкція ПЛ-0,4 кВ | 14,3 | 7316,2 | 2 021 | 2 025 |
| 2.2.3 | Реконструкція ПЛ 6 кВ | 3,7 | 870,0 | 2 022 | 2 025 |
| 2.2.4 | Реконструкція КЛ-10 кВ | 1,5 | 340,0 | 2 025 | 2 025 |
| 2.3. | **Павлоградські РЕМ, усього** | | |  |  |  |
| 2.3.1 | Технічне переоснащення ТП, РП 10(6)/0,4 кВ | м. Павлоград, смт. Гвардійське, смт. Черкаське Новомосковського району | 45 | 3 500,0 | 2 021 | 2 025 |
| 2.3.2 | Реконструкція ПЛ-10 кВ | 3,4 | 794,9 | 2 022 | 2 025 |
| 2.3.3 | Реконструкція ПЛ-0,4 кВ | 13,8 | 3929,8 | 2 021 | 2 025 |
| 2.3.4 | Реконструкція КЛ-10 кВ | 8,2 | 1991,8 | 2 022 | 2 025 |
| 2.3.5 | Реконструкція КЛ 0,4 кВ | 2,7 | 1 880,6 | 2 021 | 2 025 |
| 2.2. | **Жовтоводські РЕМ , усього** |  |  |  |  |  |
| 2.2.1 | Технічне переоснащення ТП, РП 10(6)/0,4 кВ | м. Жовті Води | 44 | 2470,0 | 2 021 | 2 025 |
| 2.2.2 | Реконструкція ПЛ 10-6 кВ | 16,8 | 2481,0 | 2 022 | 2 025 |
| 2.2.3 | Реконструкція ПЛ-0,4 кВ | 12,2 | 3282,3 | 2 021 | 2 025 |
| 2.2.4 | Реконструкція КЛ-6 кВ | 7,1 | 2660,0 | 2 022 | 2 025 |
| 2.2.5 | Реконструкція КЛ 0,4 кВ | 5,6 | 1 302,0 | 2 022 | 2 025 |
| 2.5. | **Дніпроперовські РЕМ , усього** |  |  |  |  |  |
| 2.5.1 | Технічне переоснащення ТП, РП 10(6)/0,4 кВ | м. Дніпро | 74 | 9010,0 | 2 021 | 2 025 |
| 2.5.2 | Реконструкція КЛ-6-10 кВ | 13,83 | 4881,5 | 2 022 | 2 025 |
| 2.5.3 | Реконструкція КЛ 0,4 кВ | 3,2 | 834,0 | 2 022 | 2 025 |
| 2.5.4 | Реконструкція ПЛ-0,4 кВ | 5,6 | 1392,5 | 2 021 | 2 025 |

**Таблиця 16.6**

**Обсяги нового будівництва та реконструкції електричних мереж напругою 0,4-10 кВ по роках в таблиці 16.6 (сценарій 1)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Назва об’єкта/РЕМ | Місцезнаходження об’єкта | 2 021 р. | | 2 022р. | | | 2 023 р. | | 2 024 р. | | 2025 р. | |
| км ліній, од. ТП | Вартість, тис.грн. | км ліній, од. ТП | Вартість, тис.грн. | км ліній, од./МВА ТП | | Вартість, тис.грн. | км ліній, од./МВА ТП | Вартість, тис.грн. | км ліній, од./МВА ТП | Вартість, тис.грн. |
| Реконструкція ПЛ-0,4 кВ | |  |  |  |  |  | |  |  |  |  |  |
| у тому числі: |  |  |  |  |  |  | |  |  |  |  |  |
| **ПЛІ 0,4 кВ** |  |  |  |  |  |  | |  |  |  |  |  |
| Вільногірські РЕМ | смт. Дніпровське | 4 | 1905,8 | 2 | 200 | 2 | | 200 | 1,67 | 200 |  |  |
| Криворізькі РЕМ | м. Кривий Ріг | 3,7 | 5086,2 | 1,5 | 380 | 1 | | 200 | 2,6 | 650 | 5,5 | 1000 |
| Павлоградські РЕМ | м. Павлоград | 6,0 | 1589,0 | 0,8 | 430,7 | 0,8 | | 430 | 0,8 | 480 | 5,4 | 1000 |
| Жовтоводські РЕМ | м. Жовті Води | 2,0 | 760,0 | 1,5 | 342,3 | 1,5 | | 340 | 1,5 | 340 | 5,7 | 1500 |
| Дніпроперовські РЕМ |  | 4,0 | 892,0 | 0,3 | 100 | 0,5 | | 140,3 | 0,3 | 100 | 0,5 | 160,2 |
| **Будівництво КЛ-0,4 кВ** | |  |  |  |  |  | |  |  |  |  |  |
| Вільногірські РЕМ | смт. Дніпровське |  |  | 0,1 | 160 |  | |  |  |  |  |  |
| Павлоградські РЕМ | м. Павлоград |  |  |  |  |  | |  |  | 40 | 0,2 | 110 |
| Дніпроперовські РЕМ | м. Дніпро |  |  |  | 40 | 1,7 | | 300 |  |  |  |  |
| **Реконструкція КЛ 0,4 кВ** | |  |  |  |  |  | |  |  |  |  |  |
| Павлоградські РЕМ | м. Павлоград | 0,5 | 450,6 | 0,5 | 350 | 0,2 | | 140 | 1,0 | 540 | 0,5 | 400 |
| Дніпроперовські РЕМ | м. Дніпро |  | 133,0 | 1,1 | 260 | 0,5 | | 101 | 0,9 | 220 | 0,7 | 120 |
| Вільногірські РЕМ | смт. Дніпровське |  | 70 | 0,2 | 173 |  | | 80 | 0,23 | 120 | 0,47 | 120 |
| Жовтоводські РЕМ | м. Жовті Води |  | 80 | 1,6 | 380 | 2,4 | | 500 |  | 42 | 1,6 | 300 |
| **Будівництво ПЛ-10-6 кВ** | |  |  |  |  |  | |  |  |  |  |  |
| Жовтоводські РЕМ | м. Жовті Води |  |  |  |  |  | | 40 | 1,7 | 400 |  |  |
| Вільногірські РЕМ | смт. Дніпровське |  |  | 0,43 | 202,3 |  | |  |  |  |  |  |
| **Реконструкція ПЛ 10-6 кВ** | |  |  |  |  |  | |  |  |  |  |  |
| Криворізькі РЕМ | смт. Радушне Криворізького району |  |  | 0,5 | 90 | 2,3 | | 400 |  | 80 | 0,9 | 300 |
| Жовтоводські РЕМ | м. Жовті Води |  |  | 2,8 | 440 | 2,6 | | 401,0 | 4,1 | 640 | 7,3 | 1000 |
| Павлоградські РЕМ | смт. Гвардійське |  | 77,8 | 0,7 | 120 | 1,7 | | 350 | 0,6 | 147,2 | 0,4 | 100 |
| **Будівництво КЛ 6 кВ** | |  |  |  |  |  | |  |  |  |  |  |
| Дніпроперовські РЕМ | м. Дніпро |  |  | 1,9 | 500 | 0,8 | | 380 | 1,9 | 500 | 11,33 | 2630 |
| **Реконструкція КЛ-6-10 кВ** | |  |  |  |  |  | |  |  |  |  |  |
| Дніпроперовські РЕМ | м. Дніпро |  | 100 | 1,55 | 520 | 0,7 | | 350 | 4,3 | 1 412 | 7,28 | 2500 |
| Вільногірські РЕМ | смт. Дніпровське |  |  | 0,3 | 140,2 | 0,5 | | 200 | 1,3 | 590 | 0,2 | 100 |
| Жовтоводські РЕМ | м. Жовті Води |  | 50 | 1,7 | 510 | 1,7 | | 500 | 2,3 | 1 020 | 1,4 | 580 |
| Павлоградські РЕМ | смт. Гвардійське Новомосковського р-ну |  | 100 | 1,9 | 412,7 | 1,5 | | 350 | 2 | 550 | 2,8 | 579,1 |
| Криворізькі РЕМ | м. Кривий Ріг |  |  |  |  |  | |  |  | 40 | 1,5 | 300 |
| **Будівництво розвантажувального ТП-6/0,4 кВ** | |  |  |  |  |  | |  |  |  |  |  |
| Криворізькі РЕМ | м. Кривий Ріг |  |  | 1 | 400 |  | |  |  |  | 1 | 250 |
| Павлоградські РЕМ | м. Павлоград |  | 100 |  | 40 | 2 | | 400 |  |  |  |  |
| Жовтоводські РЕМ | м. Жовті Води |  | 100 | 1 | 500 |  | | 50 | 2 | 460 |  |  |
| Дніпроперовські РЕМ | м. Дніпро |  |  | 1 | 460 | 1 | | 400 |  |  |  |  |
| **Технічне переоснащення ТП, РП 10(6)/0,4 кВ** | |  |  |  |  |  | |  |  |  |  |  |
| Дніпроперовські РЕМ | м. Дніпро | 34 | 5900 | 6 | 330 | 5 | | 450 | 17 | 1710 | 12 | 620 |
| Вільногірські РЕМ | смт. Дніпровське | 10 | 1150 | 3 | 360 | 3 | | 400 | 1 | 120 | 2 | 360 |
| Жовтоводські РЕМ | м. Жовті Води | 4 | 980 | 13 | 500 | 11 | | 450 | 5 | 180 | 11 | 360 |
| Павлоградські РЕМ | м. Павлоград | 12 | 1900 | 11 | 460 | 11 | | 400 | 6 | 420 | 5 | 320 |
| Криворізькі РЕМ | м. Кривий Ріг | 6 | 850 | 6 | 360 |  | |  | 3 | 100 | 6 | 320 |
| **ВСЬОГО** |  |  | **22 274,5** |  | **9 161,2** |  | | **7 952,3** |  | **11 100,6** |  | **15 029,3** |

**Таблиця 16.7**

**Мережевий графік будівництва (реконструкції, технічного переоснащення) об’єктів електричних мереж напругою 35-150 кВ (сценарій 1)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № з/п. | Назва ПС | Вид капіталь ного будівництва (нове, реконструкція, технічне переоснащення) | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|
|
| 1 | ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ» | реконструкція |  |  |  |  |  |
| 2 | ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ» | тех.переоснащ. 1 етап |  |  |  |  |  |
| 3 | ПС-154/35/6 кВ «КПО» | тех.переоснащення |  |  |  |  |  |
| 4 | ПС «С-35»35/6 кВ | тех.переоснащення |  |  |  |  |  |
| 5 | ПС-35/6 кВ «Молзавод» | тех.переоснащення |  |  |  |  |  |
| 6 | ПС-35/6 кВ №14 | техн.переоснащ. |  |  |  |  |  |
| 7 | ПС-35/6 кВ «Стрічка» | техн.переоснащ. |  |  |  |  |  |
| 8 | ПС «ЦЗ» 35/6 кВ | техн.переоснащ. |  |  |  |  |  |
| 9 | ПС «НВ-ЦЗ» 35/6 кВ | техн.переоснащ. |  |  |  |  |  |
| 10 | ЛЕП 35 кВ до ПС «С-35» 35/6 кВ м.Жовті Води | нове |  |  |  |  |  |

За сценарієм 2 для забезпечення надійного безпечного та економічно ефективного функціонування системи розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК», дотримання встановлених рівнів показників якості електропостачання на прогнозний період, забезпечення необхідної та достатньої пропускної спроможності електромереж 20-150 кВ, забезпечення стабільної роботи електричних мереж компанією заплановано наступні заходи з будівництва, реконструкції та технічного переоснащення, плани з проєктування та реалізації, необхідні капіталовкладення.

**Таблиця 16.8**

**Підстанції напругою 35-150 кВ, які плануються до введення в роботу та проведення технічного переоснащення (реконструкції) у 2021-2025 роках (сценарій 2)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № з/п. | Назва ПС | Характеристика ПС | | Вид капіталь ного будівництва (нове, реконструкція, технічне переоснащення) | Наявність проектної документації | Стан проектних робіт | | Кошторис-на/оціночна вартість будівництва, | Будівельні роботи | | |
| Напруга | Кількість та потужність тр-рів |  |  | початок | закінчення |  | початок | Нормативний термін будівництва | Орієнтовний термін закінчення будівництва |
| кВ | од. х МВА | (рік) | (рік) | тис. грн. | (рік) | (рік) | (рік) |
| 1 | ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ» | 150/10/6 | 32+40 | реконструкція | в наявності | 2020 | 2020 | 12494,8 | 2021 | 1 | 2021 |
| тех.переоснащення | в наявності | 2015 | 2015 | 33094,21 | 2021 | 1 | 2021 |
| 2 | ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ» | 150/6 | 2х60 | тех.переоснащ. 1 етап | в наявності, | 2014 | 2014 | 12749,08 | 2022 | 1 | 2022 |
| тех.переоснащ. 2 етап | відсутня | 2022 | 2022 | 56472 | 2023 | 2 | 2024 |
| 3 | ПС-154/35/6 кВ «КПО» | 154/35/6 | 2х25 | тех.переоснащення | в наявності | 2018 | 2018 | 113245,86 | 2022 | 4 | 2025 |
|
| 4 | ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1» | 150/35/6 | 2х25 | тех.переоснащення | в наявності | 2018 | 2018 | 53318 | 2023 | 3 | 2025 |
| 5 | ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО» | 150/6/6 | 2х32 | тех.переоснащення | відсутня | 2022 | 2022 | 35357 | 2024 | 2 | 2025 |
| 6 | ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ» | 150/10/6 | 1х32 | техн.переоснащ. | відсутня | 2023 | 2023 | 38745 | 2024 | 1 | 2024 |
| 7 | ПС «С-35»35/6 кВ | 35/6 | 1х4 | тех.переоснащення | в наявності | 2016 | 2016 | 10134,36 | 2021 | 1 | 2021 |
| 8 | ПС-35/6 кВ «Чешка» | 35/6 | 1х1,6-1х2,5 | техн.переоснащ. | відсутня | 2021 | 2021 | 5710 | 2022 | 1 | 2022 |
| 9 | ПС-35/10 кВ «Луч» | 35/10 | 2х6,3 | техн.переоснащ. | відсутня | 2022 | 2022 | 19167 | 2023 | 1 | 2023 |
| 10 | ПС-35/6 кВ «Молзавод» | 35/6 | 1х4 | тех.переоснащення | в наявності | 2018 | 2018 | 10 810,4 | 2021 | 1 | 2021 |
| 11 | ПС-35/6 кВ №14 | 35/6 | 1х3,2, 1х2,5 | техн.переоснащ. | відсутня | 2020 | 2020 | 23173,5 | 2021 | 2 | 2022 |
| 12 | ПС-35/6 кВ «Стрічка» | 35/6 | 2х6,3 | техн.переоснащ. | в наявності | 2018 | 2018 | 11777,9 | 2021 | 1 | 2021 |
| 13 | ПС «ЦЗ» 35/6 кВ | 35/6 | 2х4 | техн.переоснащ. | в наявності | 2018 | 2018 | 16637 | 2022 | 1 | 2022 |
| 14 | ПС «НВ-ЦЗ» 35/6 кВ | 35/6 | 1,8 | техн.переоснащ. | в наявності | 2018 | 2018 | 8473,3 | 2022 | 1 | 2022 |
| 15 | ПС 35/6 кВ «Рахманово» | 35/6 | 2х4 | техн.переоснащ. | в наявності | 2018 | 2018 | 23957,2 | 2025 | 1 | 2025 |
| 16 | ПС-35/6 кВ «Палмаш» | 35/6 | 2х10 | техн.переоснащ. | в наявності | 2018 | 2018 | 19550,59 | 2025 | 1 | 2025 |
| 17 | ПС-35/10 кВ «Сельстрой» | 35/10 | 2х10 | техн.переоснащ. | відсутня | 2023 | 2023 | 18620 | 2024 | 2 | 2025 |
| 18 | ПС-35/10 «НМФ» | 35/6 | 2х4 | техн.переоснащ. | відсутня | 2024 | 2024 | 20350 | 2025 | 1 | 2025 |
| 19 | ПС 150/20 кВ м. Вільногірськ | 150/20 | 2х40 | ТЕО в наявності | в наявності | 2017 | 2017 | 119125,67 | 2022 | 3 | 2024 |
| Будівництво ПС | в наявності | 2018 | 2018 |
| 20 | ПС «Пролісок» 150/6 кВ м.Дніпро | 150/6 | 2х40 | ТЕО, проект реконструкції ПС | в наявності | 2016 | 2016 | 17100 | 2025 | 1 | 2025 |
| коригування проекту | 2024 | 2024 |
| Будівництво ПС |  |  |
|  | **Всього:** |  |  |  |  |  |  | **680063** |  |  |  |

**Примітка:** наведена вартість проєктних та виконання будівельних робіт (при відсутності на даний час ПКД) є оціночними, і ґрунтуються на рекомендаціях СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44:2011 «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередачі напругою від 0,38 кВ до 150 кВ». Кошторисна вартість (наявної та нереалізованої ПКД) розроблена в цінах 2016-2017 рр. та буде потребувати актуалізації на часі реалізації проєктів. Терміни виконання робіт орієнтовні, будуть змінені в залежності від джерел фінансування ІП.

**Таблиця 16.9**

**Лінії електропередач напругою 35-150 кВ, які плануються до введення в роботу та проведення робіт з реконструкції у 2021-2025 роках (сценарій 2)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п./п. | Назва і тип лінії електропередачі | Характеристика ПЛ | | | | Вид капіталь-ного будів-ництва (нове, реконст-рукція, тех-нічне пере-оснащення) | Наявність проєктної документації | Стан проєктних робіт | | Кошторис-на/ оціночна вартість будівництва, тис.грн. | Будівельні роботи | | |
| Напруга, кВ | Кількість ланцюгів | Довжина лінії по трасі, км | Марка проводу | початок (рік) | закінчення (рік) | Плановий термін початку бу-дівництва (рік) | Норматив-ний термін будів-ництва (рік) | Орієнтов-ний термін закінчення будівництва (рік) |
| 1 | ЛЕП 150 кВ до ПС 150/20 кВ м.Вільногірськ | 150 | 2 | 0,23 | АС-240 | нове | в наявності | 2018 | 2018 | 876,3 | 2022 | 1 | 2022 |
| 2 | ЛЕП 150 кВ до ПС 150/6 кВ «Пролісок» м.Дніпро | 150 | 2 | 9,5 | АПВЕгаПУ-150 пер.1\*300 | нове | в наявності | 2016 | 2016 | 17000 | 2024 | 2 | 2025 |
| 3 | ПЛ-35 кВ Л-Інг-31 с.Іскровка Петрівського рн. | 35 | 1 | 17,2 | АС-120 | реконструкція | відсутня | 2022 | 2022 | 19005,76 | 2023 | 1 | 2023 |
| 4 | ПЛ-35 кВ Л-МКР-31 с.Макорти Софіївського району | 35 | 1 | 17,82 | АС-70 | реконструкція | в наявності | 2019 | 2019 | 21864,53 | 2021 | 1 | 2021 |
| 5 | ПЛ-35 кВ Л-0-ЮЖ-31/Л-0-ЮЖ-32 с.Руднічне, м.Кривий Ріг, | 35 | 2 | 4,8 | АС-70 | реконструкція | відсутня | 2022 | 2022 | 7441,54 | 2024 | 1 | 2024 |
| 6 | ПЛ-35 кВ Л-САЗ м.Славгород | 35 | 1 | 2,2 | АС-95 | реконструкція | відсутня | 2022 | 2022 | 2496,6 | 2024 | 1 | 2024 |
| 7 | ЛЕП 35 кВ до ПС «С-35» 35/6 кВ м.Жовті Води | 35 | 2 | 4,45 | АПВЕгаПУ-87/150 пер.1\*240 | нове | в наявності | 2016 | 2016 | 27512,87 | 2021 | 1 | 2021 |
| 8 | ПЛ-150 кВ Л-0-10-А/Л-0-11-А м.Дніпро | 150 | 2 | 1,65 | АС-185 | реконструкція | відсутня | 2024 | 2024 | 600 |  |  |  |
|  | **ВСЬОГО** |  |  |  |  |  |  |  |  | **96797,6** |  |  |  |

Примітка: Терміни робіт орієнтовні, будуть змінені в залежності від фінансування ІП

**Таблиця 16.10**

**Необхідні капіталовкладення по роках для будівництва, реконструкції і технічного переоснащення підстанцій напругою 35-150 кВ, тис.грн. ( сценарій 2)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № з/п. | Назва ПС | Вид капіталь ного будівництва (нове, реконструкція, технічне переоснащення) | Наявність проєктної документації | 2021 р. | 2022 р. | 2023 р. | 2024 р. | 2025 р. |
| 1 | ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ» | реконструкція | в наявності | 12494,8 |  |  |  |  |
| тех.переоснащ. | в наявності | 33094,21 |  |  |  |  |
| 2 | ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ» | тех.переоснащ. 1 етап | в наявності |  | 12749,08 |  |  |  |
| тех.переоснащ. 2 етап | відсутня |  | 345 | 27891 | 28236 |  |
| 3 | ПС-154/35/6 кВ «КПО» | тех.переоснащ. | в наявності |  | 36000 | 35846 | 20200 | 21200 |
| 4 | ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1» | тех.переоснащ. | в наявності |  |  | 13000 | 15000 | 25318 |
| 5 | ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО» | тех.переоснащ. | відсутня |  | 345 |  | 17356 | 17656 |
| 6 | ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ» | техн.переоснащ. | відсутня |  |  | 345 | 38400 |  |
| 7 | ПС «С-35»35/6 кВ | тех.переоснащ. | в наявності | 10134,36 |  |  |  |  |
| 8 | ПС-35/6 кВ «Чешка» | техн.переоснащ. | відсутня | 210 | 5500 |  |  |  |
| 9 | ПС-35/10 кВ «Луч» | техн.переоснащ. | відсутня |  | 345 | 18822 |  |  |
| 10 | ПС-35/6 кВ «Молзавод» | техн.переоснащ. | в наявності | 10810,4 |  |  |  |  |
| 11 | ПС-35/6 кВ №14 | техн.переоснащ. | відсутня | 11587 | 11587 |  |  |  |
| 12 | ПС-35/6 кВ «Стрічка» | техн.переоснащ. | в наявності | 11777,87 |  |  |  |  |
| 13 | ПС «ЦЗ» 35/6 кВ | техн.переоснащ. | в наявності |  | 16637 |  |  |  |
| 14 | ПС «НВ-ЦЗ» 35/6 кВ | техн.переоснащ. | в наявності |  | 8473,3 |  |  |  |
| 15 | ПС 35/6 кВ «Рахманово» | техн.переоснащ. | в наявності |  |  |  |  | 23957,2 |
| 16 | ПС-35/6 кВ «Палмаш» | техн.переоснащ. | в наявності |  |  |  |  | 19550,59 |
| 17 | ПС-35/10 кВ «Сельстрой» | техн.переоснащ. | відсутня |  |  | 120 | 2500 | 16 000 |
| 18 | ПС-35/10 «НМФ» | техн.переоснащ. | відсутня |  |  |  | 345 | 20005,2 |
| 19 | ПС 150/20 кВ м. Вільногірськ | ТЕО в наявності | в наявності |  | 52095,67 | 32340 | 34690 |  |
| Будівництво ПС | в наявності |
| 20 | ПС «Пролісок» 150/6 кВ м.Дніпро | ТЕО, проєкт реконструкції ПС | в наявності |  |  |  | 2100 | 15000 |
| коригування проєкту |
| Будівництво ПС |
|  | Всього: |  |  | **90108** | **144077** | **128364** | **158827** | **158687** |

**Таблиця 16.11**

**Необхідні капіталовкладення по роках для будівництва ліній електропередачі та реконструкції ЛЕП напругою 35-150 кВ, тис.грн. ( сценарій 2)**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Назва об’єкта | Вид будівництва (нове, рекон-струкція, технічне переоснащення) | 2 021 р. | 2 022 р. | 2 023 р. | 2 024 р. | 2 025 р. |
| ПЛ-35 кВ Л-Інг-31 | реконструкція |  | 667 | 18338,76 |  |  |
| ПЛ-35 кВ Л-МКР-31 | реконструкція | 21864,53 |  |  |  |  |
| ПЛ-35 кВ Л-0-ЮЖ-31/Л-0-ЮЖ-32 | реконструкція |  | 550 |  | 6891,54 |  |
| ПЛ-35 кВ Л-САЗ | реконструкція |  | 600 |  | 1896,6 |  |
| ЛЕП 150 кВ до ПС 150/20 кВ м.Вільногірськ | нове |  | 876,3 |  |  |  |
| ЛЕП 150 кВ до ПС 150/6 кВ «Пролісок» | нове |  |  |  | 2000 | 15000 |
| ЛЕП 35 кВ до ПС «С-35» 35/6 кВ м.Жовті Води | нове | 27512,87 |  |  |  |  |
| ПЛ-150 кВ Л-0-10-А/Л-0-11-А | реконструкція |  |  |  | 600 |  |
| **Разом** |  | **49377,4** | **2693,3** | **18338,76** | **11388,14** | **15000** |

На виконання робіт протоколу наради НКРЕКП від 18.07.2016 року № 45/4-16 «Щодо підвищення енергоефективності роботи електричних мереж та зменшення втрат в розподільчих мережах 6 (10) кВ шляхом переходу на більш високий клас напруги 20 кВ зі зміною конфігурації мережі…» ПрАТ ПЕЕМ «ЦЕК» розроблено в 2017 р. техніко-економічних обґрунтування (ТЕО) «Реконструкція електричних мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6 кВ на 20 кВ в м. Вільногірськ», ТЕО "Реконструкція підстанції "Пролісок" з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6/10 кВ на 20 кВ".

Будівництво ПС «Пролісок» (ПС "Красногвардійська" ) в південному районі м. Дніпро забезпечить незалежне джерело живлення та дозволить поступово перевести існуючу морально застарілу розподільну мережу 6 кВ на клас напруги 20 кВ. Обгрунтування будівництва ПС – п. 1 розділу 23. «Додаткові роботи з будівництва, технічного переоснащення, реконструкції (за сценарієм 2).

В зв’язку з значним обсягом необхідних робіт з переоснащення елементів системи розподілу рівня напруги 20 кВ і вище, переведення розподільчих мереж 6 (10) кВ компанії планується виконувати поетапно за сценарієм 2.

В таблиці 16.12 наведено план-графік переведення електричних мереж 6-10 кВ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» на напругу 20 кВ відповідно до висновків розроблених техніко-економічного обгрунтування (ТЕО) (сценарій 2).

**Таблиця 16.12**

План-графік переведення електричних мереж 6-10 кВ ПрАТ **«ПЕЕМ «ЦЕК» на напругу 20кВ відповідно до висновків розроблених Техніко-економічного обгрунтування**

**(сценарій 2)**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Найменування ТЕО | Рік виконання | Проєкт | Рік виконання | План реалізації | Рік виконання |
| Розробка ТЕО "Реконструкція електричних мереж ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК" з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6 кВ на 20 кВ в м. Вільногірськ | 2017 | Розробка проектної документації "Реконструкція електричних мереж ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК" з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6 кВ на 20 кВ в м. Вільногірськ | 2017-2018 | Будівництво ПС та реконструкція електричних мереж реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6 кВ на 20 кВ | 2022-2025 **(сценарій 2)** |
| Розробка ТЕО будівництва ПС "Красногвардійська" | 2014 | Розробка проекту "Реконструкція ПС 150/6 кВ "Пролісок" з ЛЕП-150 кВ" | 2016 | Будівництво ПС | 2025-2027 **(сценарій 2)** |
| Розробка ТЕО "Реконструкція підстанції "Пролісок" з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6/10 кВ на 20 кВ" | 2017 | Розробка проекту | 2022 | Реконструкція ел.мереж | 2027-2029 **(сценарій 2)** |

Пооб'єктний перелік проєктів з нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення елементів системи розподілу компанії шляхом їх реконфігурації, автоматизації та підвищення рівнясередньої напруги6 (10) кВ на 20 кВ наведено в табл.16.13 (**сценарій 2**) наведено нижче.

**Таблиця 16.13**

**Пооб'єктний перелік проєктів з нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення елементів системи розподілу компанії шляхом їх реконфігурації, автоматизації та підвищення рівня середньої напруги 6 (10) кВ на 20 кВ (сценарій 2)**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Назва проєкту | ТЕО, Проєкт | Прогнозний обсяг інвестицій заходу, тис.грн. | Плановий термін початку будівництва | Орієнтовний термін закінчення будівництва | Роботи, які планується виконати, їх обґрунтування | Направлення категорії заходу з розвитку системи розподілу (мета заходу)  (п.3.2.6. Кодексу системи розподілу) |
| Реконструкція електричних мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6 кВ на 20 кВ м. Вільногірськ | ТЕО - 2017р., проєкт – 2018р. | 678097,2 | 2022 | 2027 | Необхідність будівництва ПС з врахуванням висновків ТЕО щодо переведення електричних мереж м. Вільногірськ та прилеглої мережі 6 кВ на клас напруги 20 кВ. Для зменшення втрат в розподільних мережах 6(10) кВ шляхом їх переводу на більш високий клас напруги 20 кВ із зміною конфігурації мережі, створення резерву потужності для гарантованого надійного електропостачання споживачів та надання можливості розвитку інфраструктури міста. Орієнтовний термін реконструкції 2022-2025 рр. | 1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;  2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);  3)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії;  8) розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;  10)підвищення енергоефективності роботи розподільних електромереж шляхом їх реконфігурації, автоматизації та підвищення рівня середньої напруги. |

**Таблиця 16.14**

**Мережевий графік будівництва (технічного переоснащення, реконструкції) об’єктів електричних мереж напругою 35-150 кВ (сценарій 2)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № з/п. | Назва ПС | Вид капіталь ного будівництва (нове, реконструкція, технічне переоснащення) | Наявність проєктної документації | 2021 р. | 2022 р. | 2023 р. | 2024 р. | 2025 р. |
| 1 | ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ» | реконструкція | в наявності |  |  |  |  |  |
| тех.переоснащ. | в наявності |  |  |  |  |  |
| 2 | ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ» | тех.переоснащ. 1 етап | в наявності |  |  |  |  |  |
| тех.переоснащ. 2 етап | відсутня |  |  |  |  |  |
| 3 | ПС-154/35/6 кВ «КПО» | тех.переоснащ. | в наявності |  |  |  |  |  |
| 4 | ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1» | тех.переоснащ. | в наявності |  |  |  |  |  |
| 5 | ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО» | тех.переоснащ. | відсутня |  |  |  |  |  |
| 6 | ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ» | техн.переоснащ. | відсутня |  |  |  |  |  |
| 7 | ПС «С-35»35/6 кВ | тех.переоснащ. | в наявності |  |  |  |  |  |
| 8 | ПС-35/6 кВ «Чешка» | техн.переоснащ. | відсутня |  |  |  |  |  |
| 9 | ПС-35/10 кВ «Луч» | техн.переоснащ. | відсутня |  |  |  |  |  |
| 10 | ПС-35/6 кВ «Молзавод» | техн.переоснащ. | в наявності |  |  |  |  |  |
| 11 | ПС-35/6 кВ №14 | техн.переоснащ. | відсутня |  |  |  |  |  |
| 12 | ПС-35/6 кВ «Стрічка» | техн.переоснащ. | в наявності |  |  |  |  |  |
| 13 | ПС «ЦЗ» 35/6 кВ | техн.переоснащ. | в наявності |  |  |  |  |  |
| 14 | ПС «НВ-ЦЗ» 35/6 кВ | техн.переоснащ. | в наявності |  |  |  |  |  |
| 15 | ПС 35/6 кВ «Рахманово» | техн.переоснащ. | в наявності |  |  |  |  |  |
| 16 | ПС-35/6 кВ «Палмаш» | техн.переоснащ. | в наявності |  |  |  |  |  |
| 17 | ПС-35/10 кВ «Сельстрой» | техн.переоснащ. | відсутня |  |  |  |  |  |
| 18 | ПС-35/10 «НМФ» | техн.переоснащ. | відсутня |  |  |  |  |  |
| 19 | ПС 150/20 кВ м. Вільногірськ | ТЕО в наявності | в наявності |  |  |  |  |  |
| Будівництво ПС | в наявності |
| 20 | ПС «Пролісок» 150/6 кВ м.Дніпро | ТЕО, проєкт реконструкції ПС | в наявності |  |  |  |  |  |
| коригування проєкту |
| Будівництво ПС |

**Таблиця 16.15**

**Узагальнений перелік заходів з реконструкції мереж нижче 20 кВ та з урахуванням обсягів переведення мереж 6 кВ на 20 кВ та орієнтовний термін виконання цих робіт впродовж наступних п’яти календарних років наведено в таблиці (сценарій 2)**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Назва об’єкта/РЕМ | Місцезнаходження об’єкта | Од. вим. | Орієнтовна кошторисна вартість робіт (тис.грн..) | Термін виконання робіт |
| км ліній/ од. ТП |
| ***Заходи по мережах 6(10)-0,4 кВ*** | | | | | |
| **Реконструкція ПЛ-0,4 кВ** |  |  |  |  |
| у тому числі: |  |  |  |  |
| ПЛІ 0,4 кВ |  |  |  |  |
| Вільногірські РЕМ | м. Вільногірськ, смт. Дніпровське | 27,95 | 5565,82 | 2021-2024 |
| Криворізькі РЕМ | м. Кривий Ріг | 24 | 7116,24 | 2021-2025 |
| Павлоградські РЕМ | м. Павлоград | 17,5 | 3479 | 2021-2025 |
| Жовтоводські РЕМ | м. Жовті Води | 16 | 2720 | 2021-2025 |
| Дніпроперовські РЕМ | м. Дніпро | 12,3 | 2822,7 | 2021-2025 |
| **Будівництво КЛ-0,4 кВ** |  |  |  |  |
| Вільногірські РЕМ | смт. Дніпровське | 0,1 | 160,0 | 2022 |
| Павлоградські РЕМ | м. Павлоград | 0,2 | 150 | 2025 |
| Дніпроперовські РЕМ | м. Дніпро | 1,7 | 340,0 | 2023 |
| **Реконструкція КЛ-0,4 кВ** |  |  |  |  |
| Павлоградські РЕМ | м. Павлоград | 3,3 | 2711 | 2021-2025 |
| Вільногірські РЕМ | смт. Дніпровське | 2,5 | 1370 | 2021-2025 |
| Жовтоводські РЕМ | м. Жовті Води | 9,6 | 1844,3 | 2021-2025 |
| Дніпроперовські РЕМ | м. Дніпро | 4,6 | 1700 | 2021-2025 |
| **Будівництво ПЛ-10-6 кВ** |  |  |  |  |
| Вільногірські РЕМ | смт. Дніпровське | 0,43 | 202,3 | 2022 |
| Жовтоводські РЕМ | м. Жовті Води | 1,7 | 440 | 2023 |
| **Реконструкція ПЛ 10-6 кВ** |  |  |  |  |
| Криворізькі РЕМ | смт. Радушне Криворізького району | 6,2 | 2663,3 | 2021-2025 |
| Жовтоводські РЕМ | м. Жовті Води | 18 | 9391,8 | 2021-2024 |
| Павлоградські РЕМ | смт. Гвардійське | 3,64 | 1497,8 | 2022-2025 |
| **Будівництво КЛ 6-10 кВ** |  |  |  |  |
| Дніпроперовські РЕМ | м. Дніпро | 15,93 | 6232,4 | 2022-2025 |
| **Реконструкція КЛ 6-10 кВ** |  |  |  |  |
| Дніпроперовські РЕМ | м. Дніпро | 29 | 12508,9 | 2022-2025 |
| Вільногірські РЕМ | м. Вільногірськ, смт. Дніпровське | 5 | 2470 | 2022-2025 |
| Жовтоводські РЕМ | м. Жовті Води | 15 | 10040,8 | 2022-2025 |
| Криворізькі РЕМ | м. Кривий Ріг | 2,3 | 540 | 2025 |
| Павлоградські РЕМ | смт. Гвардійське Новомосковського р-ну | 13,74 | 3628,6 | 2022-2025 |
| **Будівництво розвантажувального ТП-6/0,4 кВ** | |  |  |  |
| Криворізькі РЕМ | м. Кривий Ріг | 2 | 450,0 | 2022 |
| Павлоградські РЕМ | м. Павлоград | 4 | 860 | 2021-2023 |
| Жовтоводські РЕМ | м. Жовті Води | 3 | 1110 | 2022-2024 |
| Дніпроперовські РЕМ | м. Дніпро | 3 | 920 | 2022-2023 |
| **Технічне переоснащення ТП, РП 10(6)/0,4 кВ** | |  |  |  |
| Дніпроперовські РЕМ | м. Дніпро | 87 | 8821,4 | 2021-2025 |
| Вільногірські РЕМ | м. Вільногірськ, смт. Дніпровське | 25 | 3330 | 2021-2025 |
| Жовтоводські РЕМ | м. Жовті Води | 54 | 2990 | 2021-2025 |
| Павлоградські РЕМ | м. Павлоград | 52 | 3280 | 2021-2025 |
| Криворізькі РЕМ | м. Кривий Ріг | 23 | 2610 | 2021-2025 |
| ***Реконструкція мереж з переведенням на напругу 20 кВ*** | | | | | |
| **Реконструкція ПЛ-0,4 кВ** |  |  |  |  |
| у тому числі: |  |  |  |  |
| **Будівництво (реконструкція) ТП, РП з переводом на напругу 20 кВ** | | 42 | 64834,78 | 2022-2025 |
| Вільногірські РЕМ | м. Вільногірськ | 42 | 64834,78 | 2022-2025 |
| **Будівництво (реконструкція) ПЛ-6 кВ з перводом на ПЛ-20 кВ** | | 4 | 5200 | 2022-2023 |
| Вільногірські РЕМ | м. Вільногірськ | 4 | 5200 | 2022-2023 |
| **Будівництво (реконструкція) КЛ-6 кВ з перводом на КЛ-20 кВ** | | 80 | 60888,88 | 2022-2025 |
| Вільногірські РЕМ | м. Вільногірськ | 80 | 60888,88 | 2022-2025 |

**Таблиця 16.16**

**Обсяги нового будівництва та реконструкції електричних мереж   
напругою 0,4-10 кВ (з переводом на напругу 20 кВ) (сценарій 2)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Назва об’єкта/РЕМ | Місцезнаходження об’єкта | 2021 р. | | 2022 р. | | 2023 р. | | | 2024 р. | | | 2025 р. | |
| км ліній/ од. ТП | Вартість, тис.грн. | км ліній/ од. ТП | Вартість, тис.грн. | км ліній/ од. ТП | Вартість, тис.грн. | км ліній/ од. ТП | | Вартість, тис.грн. | км ліній/ од. ТП | | Вартість, тис.грн. |
| ***Заходи по мережах 6(10)-0,4 кВ*** | |  |  |  |  |  |  |  | |  |  | |  |
| **Реконструкція ПЛ-0,4 кВ** | | |  |  |  |  |  |  | |  |  | |  |
| у тому числі: ПЛІ 0,4 кВ | |  |  |  |  |  |  |  | |  |  | |  |
| Вільногірські РЕМ | смт. Дніпровське | 4 | 1905,8 | 3 | 400 | 3 | 400 | 17,95 | | 2860 |  | |  |
| Криворізькі РЕМ | м. Кривий Ріг | 4 | 5086,2 | 6,5 | 600 | 6,8 | 650 | 4,7 | | 400 | 2 | | 380 |
| Павлоградські РЕМ | м. Павлоград | 6 | 1589 | 3,9 | 600 | 2 | 400 | 3,9 | | 620 | 1,7 | | 270 |
| Жовтоводські РЕМ | м. Жовті Води | 2 | 760 | 2 | 420 | 2 | 400 | 7,7 | | 800 | 2,3 | | 340 |
| Дніпроперовські РЕМ | м. Дніпро | 5 | 995,8 | 1,3 | 250 | 1,3 | 250 | 2,6 | | 683 | 2,1 | | 643,9 |
| **Будівництво КЛ-0,4 кВ** | | |  |  |  |  |  |  | |  |  | |  |
| Вільногірські РЕМ | смт. Дніпровське |  |  | 0,1 | 160 |  |  |  | |  |  | |  |
| Павлоградські РЕМ | м. Павлоград |  |  |  |  |  |  |  | | 40,0 | 0,2 | | 110 |
| Дніпроперовські РЕМ | м. Дніпро |  | 40,0 | 1,7 | 300,0 |  |  |  | |  |  | |  |
| **Реконструкція КЛ-0,4 кВ** | | |  |  |  |  |  |  | |  |  | |  |
| Павлоградські РЕМ | м. Павлоград | 0,8 | 661 | 0,7 | 620 | 0,2 | 280 | 1 | | 800 | 0,6 | | 350 |
| Вільногірські РЕМ | смт. Дніпровське | 0,3 | 120 | 0,8 | 470 | 0,4 | 300 | 0,7 | | 360 | 0,3 | | 120 |
| Жовтоводські РЕМ | м. Жовті Води | 0,6 | 124,3 | 2,6 | 500 | 2,6 | 500 | 2,8 | | 520 | 1 | | 200 |
| Дніпроперовські РЕМ | м. Дніпро | 0,9 | 300 | 0,75 | 300 | 1,1 | 400 | 0,75 | | 300 | 1,1 | | 400 |
| **Будівництво ПЛ-6 кВ** | |  |  |  |  |  |  |  | |  |  | |  |
| Вільногірські РЕМ | смт. Дніпровське |  |  | 0,43 | 202,3 |  |  |  | |  |  | |  |
| **Будівництво ПЛ-10 кВ** | |  |  |  |  |  |  |  | |  |  | |  |
| Жовтоводські РЕМ | м. Жовті Води |  |  |  | 40,0 | 1,7 | 400 |  | |  |  | |  |
| **Реконструкція ПЛ 10-6 кВ** | | |  |  |  |  |  |  | |  |  | |  |
| Криворізькі РЕМ | смт. Радушне Криворізького району | 0,2 | 100,3 | 0,4 | 163 | 3 | 1300 | 1,9 | | 800 | 0,7 | | 300 |
| Жовтоводські РЕМ | м. Жовті Води | 0,6 | 440 | 7 | 4 112 | 9,6 | 4300 | 0,8 | | 540 |  | |  |
| Павлоградські РЕМ | смт. Гвардійське |  | 77,8 | 0,6 | 220 | 0,9 | 400 | 1,44 | | 560 | 0,7 | | 240 |
| **Будівництво КЛ 6-10 кВ** | | |  |  |  |  |  |  | |  |  | |  |
| Дніпроперовські РЕМ | м. Дніпро |  |  | 4,5 | 472,4 | 2 | 400 | 4,8 | | 560 | 4,63 | | 4800 |
| **Реконструкція КЛ 6-10 кВ** | | |  |  |  |  |  |  | |  |  | |  |
| Дніпроперовські РЕМ | м. Дніпро |  | 100 | 2,8 | 520 | 9,1 | 1850 | 6,6 | | 1800 | 10,5 | | 5500 |
| Вільногірські РЕМ | смт. Дніпровське |  |  | 1,7 | 860 | 1,9 | 900 | 1,2 | | 590 | 0,2 | | 120 |
| Жовтоводські РЕМ | м. Жовті Води |  | 50 | 1,1 | 349,8 | 3 | 1200 | 6,8 | | 4641 | 4,1 | | 3800 |
| Криворізькі РЕМ | м. Кривий Ріг |  |  |  |  |  |  |  | | 120 | 2,3 | | 420 |
| Павлоградські РЕМ | смт. Гвардійське Новомосковського р-ну |  | 100 | 2 | 600 | 2 | 820 | 3 | | 884 | 6,74 | | 1224,3 |
| **Будівництво розвантажувального ТП-6/0,4 кВ** | | |  |  |  |  |  |  | |  |  | |  |
| Криворізькі РЕМ | м. Кривий Ріг |  |  | 2 | 450 |  |  |  | |  |  | |  |
| Павлоградські РЕМ | м. Павлоград | 2 | 420,0 |  | 40 | 2 | 400 |  | |  |  | |  |
| Жовтоводські РЕМ | м. Жовті Води |  | 100 | 2 | 500,0 |  | 50 | 1 | | 460 |  | |  |
| Дніпроперовські РЕМ | м. Дніпро |  |  | 2 | 500 | 1 | 420 |  | |  |  | |  |
| **Технічне переоснащення ТП, РП 10(6)/0,4 кВ** | | |  |  |  |  |  |  | |  |  | |  |
| Дніпроперовські РЕМ | м. Дніпро | 54 | 6656 | 10 | 600 | 3 | 365,2 | 10 | | 600 | 10 | | 600 |
| Вільногірські РЕМ | смт. Дніпровське | 10 | 1150 | 8 | 600 | 4 | 600 | 2 | | 620 | 1 | | 360 |
| Жовтоводські РЕМ | м. Жовті Води | 4 | 980 | 20 | 700 | 14 | 450 | 14 | | 660 | 2 | | 200 |
| Павлоградські РЕМ | м. Павлоград | 12 | 1900 | 4 | 200 | 16 | 400 | 15 | | 420 | 5 | | 360 |
| Криворізькі РЕМ | м. Кривий Ріг | 6 | 850 | 6 | 600 | 3 | 300 | 6 | | 540 | 2 | | 320 |
| ***Реконструкція мереж з переведенням на напругу 20 кВ*** | | |  |  |  |  |  |  | |  |  | |  |
| **Будівництво (реконструкція) ТП, РП з переводом на напругу 20 кВ** | | | |  |  |  |  | |  |  | |  |  |
| Вільногірські РЕМ | м. Вільногірськ |  |  | 10 | 15931,58 | 8 | 12225,8 | 8 | | 12225,8 | 16 | | 24451,6 |
| **Будівництво (реконструкція) ПЛ-6 кВ з перводом на ПЛ-20 кВ** | | | |  |  |  |  | |  |  | |  |  |
| Вільногірські РЕМ | м. Вільногірськ |  |  | 2 | 2600 | 2 | 2600 |  | |  |  | |  |
| **Будівництво (реконструкція) КЛ-6 кВ з перводом на КЛ-20 кВ** | | | |  |  |  |  | |  |  | |  |  |
| Вільногірські РЕМ | м. Вільногірськ |  |  | 8 | 1383,95 | 22,6 | 21213,71 | 22,4 | | 14392,28 | 27 | | 23898,94 |

**Примітка:** наведена вартість обсягів нового будівництва та реконструкції електричних мереж ґрунтуються на рекомендаціях СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44:2011 «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередач напругою від 0,38 кВ до 150 кВ».

1. **[Заходи з розвитку системи розподілу, що виконуються в рамках виконання Плану розвитку системи передачі на наступні 10 роківта/або інших стратегічних документів України.](#Заходизрозвитку17зміст" \o "зміст)**

**Виконання заходів з розвитку системи розподілу, що виконуються в рамках виконання Плану розвитку системи передачі на наступні 10 років та/або інших стратегічних документів України в даному плані розвитку ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» на 2021-2025 роки не передбачено.**

1. **[Узагальнений технічний стан об'єктів електричних мереж системи розподілу](#Узагальнтехстан18зміст" \o "зміст)**

В 2019-2020 рр. ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» виконано інвентаризацію та уточнення ЛЕП 150-35 кВ та 0,4-6-10 кВ, які знаходяться у власності Компанії, уточнення меж балансової належності з суміжними ОСР, виконано реконструкцію та ремонт електричних мереж. Узагальнений технічний стан об'єктів електричних мереж системи розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» з урахуванням запланованих заходів з будівництва (реконструкції та технічного переоснащення) наведено в таблиці 18.1 (сценарій 1) та в таблиці 18.2 (сценарій 2).

**Таблиця 18.1**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Узагальнений технічний стан об'єктів електричних мереж системи розподілу (сценарій 1)** | | | | | | | | | |
| № з/п | Назва обладнання та якісна оцінка\* | Од. Вим. | Прогнозний технічний стан на початок 01.01.2021 р. | Обсяги запланованих робіт на 2021 р. | Прогнозний технічний стан (з урахуванням обсягів запланованих робіт) на кінець | | | | |
| 2021 р. | 2022 р. | 2023 р. | 2024 р. | 2025 р. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 1 | **Повітряні лінії (ПЛ)-220 кВ, усього** | км (по трасі) | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** |
| у доброму стані | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає реконструкції | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | **ПЛ-110 (150) кВ, усього** | км (по трасі) | **16,747** | **0** | **16,747** | **16,747** | **16,747** | **16,747** | **16,747** |
| у доброму стані | 2,461 | 0 | 2,461 | 3,961 | 5,161 | 5,361 | 5,561 |
| підлягає реконструкції | 11,086 | 0 | 11,086 | 11,086 | 11,086 | 11,086 | 11,086 |
| підлягає капітальному ремонту | 3,2 | 0 | 3,2 | 1,7 | 0,5 | 0,3 | 0,1 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | **ПЛ-35 кВ, усього** | км (по трасі) | **148,728** | **0,43** | **148,728** | **148,728** | **148,728** | **148,728** | **148,728** |
| у доброму стані | 98,528 | 0 | 98,96 | 98,93 | 99,53 | 99,728 | 99,928 |
| підлягає реконструкції | 48,6 | 0 | 48,60 | 48,60 | 48,60 | 48,60 | 48,60 |
| підлягає капітальному ремонту | 1,6 | 0,43 | 1,17 | 1,2 | 0,6 | 0,4 | 0,2 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | **ПЛ-6 (10) кВ, усього** | км (по трасі) | **144,12** | **3,20** | **144,12** | **144,55** | **144,55** | **146,25** | **146,25** |
| у доброму стані | 72,36 | 0 | 75,56 | 82,96 | 90,79 | 97,74 | 106,94 |
| підлягає реконструкції | 62,01 | 0,00 | 62,01 | 58,01 | 51,41 | 46,71 | 38,11 |
| підлягає капітальному ремонту | 9,75 | 3,2 | 6,55 | 3,58 | 2,35 | 1,80 | 1,20 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5 | **ПЛ-0,4 кВ, усього** | км | **645,38** | **27,5** | **645,38** | **645,38** | **645,38** | **645,38** | **645,38** |
| у доброму стані | 410,00 | 0 | 437,5 | 454,14 | 465,64 | 476,6 | 498,53 |
| підлягає реконструкції | 198,64 | 19,7 | 178,94 | 172,84 | 167,04 | 160,17 | 143,07 |
| підлягає капітальному ремонту | 36,74 | 7,8 | 28,94 | 18,4 | 12,7 | 8,61 | 3,78 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 6 | **Кабельні лінії (КЛ)-220 кВ, усього** | км | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** |
| у доброму стані | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає реконструкції | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 7 | **КЛ-110 (150) кВ, усього** | км | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** |
| у доброму стані | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає реконструкції | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | **КЛ-35 кВ, усього** | км | **0** | **0** | **0** | **6,3** | **7,6** | **8,9** | **8,9** |
| у доброму стані | 0 | 0 | 0 | 6,3 | 7,6 | 8,9 | 8,9 |
| підлягає реконструкції | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 9 | **КЛ-6 (10) кВ, усього** | км | **471,55** | **0,35** | **471,55** | **473,45** | **474,25** | **476,15** | **487,48** |
| у доброму стані | 186,12 | 0 | 186,47 | 194,02 | 199,47 | 211,47 | 236,25 |
| підлягає реконструкції | 283,93 | 0 | 283,93 | 278,48 | 274,08 | 264,18 | 250,98 |
| підлягає капітальному ремонту | 1,50 | 0,35 | 1,15 | 0,95 | 0,70 | 0,50 | 0,25 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10 | **КЛ-0,4 кВ, усього** | км | **313,52** | **0,8** | **313,52** | **313,62** | **315,32** | **315,32** | **315,52** |
| у доброму стані | 154,16 | 0 | 154,96 | 158,61 | 163,64 | 165,94 | 169,49 |
| підлягає реконструкції | 158,36 | 0,5 | 157,86 | 154,46 | 151,36 | 149,23 | 145,96 |
| підлягає капітальному ремонту | 1,0 | 0,30 | 0,70 | 0,55 | 0,32 | 0,15 | 0,07 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 11 | **Підстанції (ПС) з вищим класом напруги 220 кВ, усього** | шт. | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** |
| у доброму стані | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає реконструкції | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 12 | **ПС з вищим класом напруги 110 (150) кВ, усього** | шт. | **8** | **1** | **8** | **8** | **8** | **8** | **8** |
| у доброму стані | 0 | 0 | 1 | 1 | 2 | 2 | 3 |
| підлягає реконструкції | 8 | 1 | 7 | 7 | 6 | 6 | 5 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 13 | **ПС з вищим класом напруги 35 кВ, усього** | шт. | **22** | **1** | **22** | **22** | **22** | **22** | **22** |
| у доброму стані | 0 | 0 | 2 | 2 | 4 | 6 | 7 |
| підлягає реконструкції | 21 | 1 | 20 | 20 | 18 | 16 | 15 |
| підлягає капітальному ремонту | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 14 | **Трансформаторні підстанції (ТП), розподільні пункти (РП) 6 (10) кВ, усього** | шт. | **689** | **108** | **689** | **692** | **695** | **697** | **698** |
| у доброму стані | 313 | 0 | 421 | 450 | 494 | 538 | 583 |
| підлягає реконструкції | 311 | 66 | 245 | 206 | 176 | 144 | 108 |
| підлягає капітальному ремонту | 65 | 42 | 23 | 36 | 25 | 15 | 7 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 15 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 220 кВ, усього** | шт. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| у доброму стані | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| вимагають заміни з метою зниження технологічних витрат електричної енергії (ТВЕ) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 16 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 110 (150) кВ, усього** | шт. | **14** | **0** | **14** | **14** | **14** | **14** | **14** |
| у доброму стані | 1 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 |
| вимагають заміни з метою зниження ТВЕ | 12 | 0 | 12 | 12 | 12 | 12 | 11 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 1 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 17 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 35 кВ, усього** | шт. | 40 | 2 | 40 | 41 | 41 | 41 | 41 |
| у доброму стані | 15 | 0 | 17 | 19 | 19 | 20 | 20 |
| вимагають заміни з метою зниження ТВЕ | 25 | 2 | 23 | 22 | 22 | 21 | 21 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 18 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 6 – 10 кВ, усього** | шт. | **928** | **80** | **928** | **933** | **937** | **938** | **940** |
| у доброму стані | 370 | 0 | 450 | 552 | 606 | 628 | 670 |
| вимагають заміни з метою зниження ТВЕ | 558 | 80 | 478 | 381 | 331 | 310 | 270 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

**Таблиця 18.2**

**За сценаріем 2 технічний стан має наступні прогнозні дані:**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Узагальнений технічний стан об'єктів електричних мереж системи розподілу (сценарій 2)** | | | | | | | | | |
| № з/п | Назва обладнання та якісна оцінка\* | Од. Вим. | Прогнозний технічний стан на початок 01.01.2021 р. | Обсяги запланованих робіт на 2021 р. | Прогнозний технічний стан (з урахуванням обсягів запланованих робіт) на кінець | | | | |
| 2021 р. | 2022 р. | 2023 р. | 2024 р. | 2025 р. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 1 | **Повітряні лінії (ПЛ)-220 кВ, усього** | км (по трасі) | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** |
| у доброму стані | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає реконструкції | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | **ПЛ-110 (150) кВ, усього** | км (по трасі) | **16,747** | **0** | **16,747** | **17,207** | **17,207** | **19,407** | **36,207** |
| у доброму стані | 2,461 | 0 | 2,461 | 5,421 | 5,621 | 8,021 | 25,021 |
| підлягає реконструкції | 11,086 | 0 | 11,086 | 11,086 | 11,086 | 11,086 | 11,086 |
| підлягає капітальному ремонту | 3,2 | 0 | 3,2 | 0,7 | 0,5 | 0,3 | 0,1 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | **ПЛ-35 кВ, усього** | км (по трасі) | **148,728** | **18,25** | **148,728** | **148,728** | **148,728** | **148,728** | **148,728** |
| у доброму стані | 98,528 | 0 | 116,778 | 116,748 | 134,548 | 141,748 | 141,948 |
| підлягає реконструкції | 48,6 | 17,82 | 30,78 | 30,78 | 13,58 | 6,58 | 6,58 |
| підлягає капітальному ремонту | 1,6 | 0,43 | 1,17 | 1,2 | 0,6 | 0,4 | 0,2 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | **ПЛ-6 (10) кВ, усього** | км (по трасі) | **144,12** | **1,23** | **144,12** | **144,55** | **146,25** | **146,25** | **146,25** |
| у доброму стані | 80,51 | 0 | 81,74 | 87,76 | 104,19 | 108,88 | 110,88 |
| підлягає реконструкції | 62,01 | 0,80 | 61,21 | 53,21 | 39,71 | 35,57 | 34,17 |
| підлягає капітальному ремонту | 1,6 | 0,43 | 1,17 | 3,58 | 2,35 | 1,80 | 1,20 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5 | **ПЛ-0,4 кВ, усього** | км | **645,38** | **28,8** | **645,48** | **647,18** | **647,18** | **647,18** | **647,38** |
| у доброму стані | 410,00 | 0 | 438,9 | 466,54 | 483,04 | 523,98 | 537,11 |
| підлягає реконструкції | 198,64 | 21 | 177,64 | 162,24 | 151,44 | 114,59 | 106,490 |
| підлягає капітальному ремонту | 36,74 | 7,8 | 28,94 | 18,4 | 12,7 | 8,61 | 3,78 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 6 | **Кабельні лінії (КЛ)-220 кВ, усього** | км | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** |
| у доброму стані | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає реконструкції | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 7 | **КЛ-110 (150) кВ, усього** | км | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** |
| у доброму стані | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає реконструкції | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | **КЛ-35 кВ, усього** | км | **0** | **8,9** | **8,9** | **8,9** | **8,9** | **8,9** | **8,9** |
| у доброму стані | 0 | 8,9 | 8,9 | 8,9 | 8,9 | 8,9 | 8,9 |
| підлягає реконструкції | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 9 | **КЛ-6 (10) кВ, усього** | км | **471,55** | **4,05** | **473,55** | **478,05** | **480,05** | **484,85** | **489,48** |
| у доброму стані | 186,12 | 0 | 192,17 | 204,47 | 222,72 | 245,32 | 274,04 |
| підлягає реконструкції | 283,93 | 3,70 | 280,23 | 272,63 | 256,63 | 239,03 | 215,19 |
| підлягає капітальному ремонту | 1,50 | 0,35 | 1,15 | 0,95 | 0,70 | 0,50 | 0,25 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10 | **КЛ-0,4 кВ, усього** | км | **313,52** | **2,9** | **313,52** | **315,32** | **315,32** | **315,32** | **315,12** |
| у доброму стані | 154,16 | 0 | 157,06 | 163,86 | 168,39 | 173,81 | 176,69 |
| підлягає реконструкції | 158,36 | 2,6 | 155,76 | 150,91 | 146,61 | 141,36 | 138,36 |
| підлягає капітальному ремонту | 1,0 | 0,30 | 0,70 | 0,55 | 0,32 | 0,15 | 0,07 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 11 | **Підстанції (ПС) з вищим класом напруги 220 кВ, усього** | шт. | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** |
| у доброму стані | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає реконструкції | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 12 | **ПС з вищим класом напруги 110 (150) кВ, усього** | шт. | **8** | **1** | **8** | **8** | **8** | **9** | **9** |
| у доброму стані | 0 | 0 | 1 | 2 | 2 | 5 | 6 |
| підлягає реконструкції | 8 | 1 | 7 | 6 | 6 | 4 | 3 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 13 | **ПС з вищим класом напруги 35 кВ, усього** | шт. | **22** | **3** | **22** | **22** | **22** | **22** | **22** |
| у доброму стані | 0 | 0 | 3 | 6 | 7 | 7 | 11 |
| підлягає реконструкції | 22 | 3 | 19 | 16 | 15 | 15 | 11 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 14 | **Трансформаторні підстанції (ТП), розподільні пункти (РП) 6 (10) кВ, усього** | шт. | **689** | **134** | **691** | **697** | **700** | **701** | **701** |
| у доброму стані | 313 | 2 | 447 | 488 | 550 | 608 | 628 |
| підлягає реконструкції | 311 | 90 | 221 | 173 | 133 | 86 | 66 |
| підлягає капітальному ремонту | 65 | 42 | 23 | 36 | 17 | 7 | 7 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 15 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 220 кВ, усього** | шт. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| у доброму стані | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| вимагають заміни з метою зниження технологічних витрат електричної енергії (ТВЕ) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 16 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 110 (150) кВ, усього** | шт. | **14** | **1** | **14** | **14** | **14** | **16** | **16** |
| у доброму стані | 1 | 0 | 2 | 3 | 5 | 11 | 13 |
| вимагають заміни з метою зниження ТВЕ | 12 | 0 | 12 | 11 | 9 | 5 | 3 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 17 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 35 кВ, усього** | шт. | **40** | **2** | **41** | **41** | **41** | **41** | **41** |
| у доброму стані | 12 | 0 | 15 | 18 | 18 | 18 | 20 |
| вимагають заміни з метою зниження ТВЕ | 25 | 0 | 25 | 23 | 23 | 23 | 21 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 3 | 2 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 18 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 6 – 10 кВ, усього** | шт. | **928** | **145** | **928** | **933** | **939** | **943** | **946** |
| у доброму стані | 370 | 0 | 515 | 583 | 644 | 710 | 739 |
| вимагають заміни з метою зниження ТВЕ | 558 | 145 | 413 | 350 | 295 | 233 | 207 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

1. **[Перелік об'єктів незавершеного будівництва, реконструкції та технічного переоснащення](#Перелікобект19зміст" \o "зміст)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Перелік об'єктів незавершеного 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 (2020 рік)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 |
| 1 | Винос лічильників електроенергії у населення з квартир на сходову клітину м. Павлоград, вул. Достоєвського, 2/1. | 2018 | 2021 | 1268,75 |  | технічне переоснащення | Амортизаційні відрахування | | виконати господарчим способом 2021 |
| 2 | Винос лічильників електроенергії у населення з квартир на сходову клітину м. Павлоград, вул. Сташкова, 25. | 2018 | 2021 | 1011,93 |  | технічне переоснащення | Амортизаційні відрахування | | виконати господарчим способом 2021 |
| 3 | Винос лічильників електроенергії у населення з квартир на сходову клітину м. Павлоград, вул. Сташкова, 27. | 2018 | 2021 | 952,35 |  | технічне переоснащення | Амортизаційні відрахування | | виконати господарчим способом 2021 |
| 4 | Винос лічильників електроенергії у населення з квартир на сходову клітину м.Дніпро, вул. Д.Нечая, 5. | 2018 | 2021 | 2807,74 |  | технічне переоснащення | Амортизаційні відрахування | | виконати господарчим способом 2021 |
| 5 | Винос лічильників електроенергії у населення з квартир на сходову клітину м. Дніпро, вул. О. Поля,96. | 2018 | 2021 | 644,15 |  | технічне переоснащення | Амортизаційні відрахування | | виконати господарчим способом 2021 |
| 6 | Реконструкція ПЛ 6кВ Л-5-29 від ком.14 ПС 35/6кВ №5 до ком.10 ПС 35/6кВ №29 (з відгал) | 2015 | 2022 | 9909,64 |  | реконструкція | Амортизаційнівідрахування | | виконати в 2022-2023 (сценарій 2) |
| 7 | Реконструкції з заміною МВ-150кВ на елегазові вимикачі 150кВ на ПС 150/10/6кВ "ПЛМ"(коригований) | 2020 | 2021 | 12494,8 |  | реконструкція | Амортизаційнівідрахування | | виконати в 2021-2022 (сценарій 1) |
| 8 | Технічне переоснащення ПС 150/10/6 кВ "ПЛМ " | 2015 | 2021 | 33094,21 |  | технічне переоснащення | Амортизаційні відрахування | | сценарій 2 |
| 9 | Реконструкция ПС 35/6 кВ "С-35" | 2016 | 2022 | 37647,23 |  | реконструкція | Амортизаційні відрахування, прибуток на виробничі інвестиції | | виконати в 2022-2024 (сценарій 1) |
| 10 | Техническое переоснащение ПС "Наклонноствольная" | 2014 | 2023 | 12749,08 |  | технічне переоснащення | Амортизаційнівідрахування | | виконати в 2023 (сценарій 1) |
| 11 | Реконструкция ПС 150кВ "Красногвардейская" | 2016 | 2025 | 76274,17 |  | реконструкція | Прибуток на виробничі інвестиції | | сценарій 2 |
| 12 | Реконструкція електричних мереж ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК" з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6 кВ на 20 кВ м.Вільногірськ. | 2018 | 2022 | 678097,2 |  | реконструкція | Прибуток на виробничі інвестиції | | сценарій 2 |
| 13 | Технічне переоснащення транформаторної підстанції «ДШЗ-1» | 2018 | 2023 | 120000 |  | технічне переоснащення | Прибуток на виробничіінвестиції | | виконати 2023-2026 (сценарій 2) |
| 14 | Технічне переоснащення трансфоматорної підстанції 154/35/6 кВ "КПО" | 2018 | 2025 | 237550 |  | технічне переоснащення | Амортизаційні відрахування, прибуток на виробничі інвестиції | | виконати 2025-2028 (сценарій 1) |
| 15 | Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "Стрічка" | 2018 | 2024 | 11777,87 |  | технічне переоснащення | Амортизаційні відрахування | | виконати в 2024-2025 (сценарій 1) |
| 16 | Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "Рахманово" | 2018 | 2025 | 23957,23 |  | технічне переоснащення | Амортизаційні відрахування | | виконати в 2025 (сценарій 2) |
| 17 | Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "ЦЗ" | 2018 | 2024 | 16637,11 |  | технічне переоснащення | Амортизаційні відрахування | | виконати в 2024 (сценарій 1) |
| 18 | Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "Палмаш" | 2018 | 2025 | 19550,59 |  | технічне переоснащення | Амортизаційні відрахування | | виконати в 2025 (сценарій 2) |
| 19 | Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "Молзавод" | 2018 | 2024 | 10810,36 |  | технічне переоснащення | Амортизаційні відрахування | | виконати в 2024 (сценарій 1) |
| 20 | Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "НВ-ЦЗ" | 2018 | 2023 | 6973,30 |  | технічне переоснащення | Прибуток на виробничі інвестиції | виконати в 2023 (сценарій 1) | |
| 21 | Реконструкція повітряної лінії 35 кВ (одноколова)» Л-МКР-31, ПС "Девладово-тягова"(ПАТ "Укрзалізниця") - ПС "Макорти", с. Макорти, Софіївський р-н, Дніпропетровська обл. | 2019 | 2021 | 21864,53 |  | реконструкція | Прибуток на виробничі інвестиції | виконати в 2021 (сценарій 2) | |
| 22 | Реконструкція кабельної лінії 0,4 кВ ТП-59 РБ-4 до буд. №2 по вул. Нова, м. Павлоград, Дніпропетровської обл. | 2019 | 2021 | 191,68 |  | реконструкція | Прибуток на виробничі інвестиції | виконати в 2021 (сценарій 1) | |
| 23 | Реконструкція кабельної лінії 0,4кВ від ТП-71 РБ-4 до буд. №73 по вул. Шевченко м. Павлоград, Дніпропетровської області. | 2019 | 2021 | 258,90 |  | реконструкція | Прибуток на виробничі інвестиції | виконати в 2021 (сценарій 1) | |
| 24 | Винесення КТП-5 2Т в центр навантаження та реконструкція повітряної лінії 0,4 кВ від РБ-1 та РБ-4 КПТ-5 2Т с. Надія Криворізького району. | 2019 | 2021 | 4488,93 |  | реконструкція | Амортизаційні відрахування | виконати в 2021 (сценарій 1) | |
| 25 | Реконструкція повітряно-кабельної лінії 6 кВ ПС-5 35/6 кВ ком. 27, ком. 28 – ПС-30 ком. 11, ком. 12, м. Жовті Води. | 2019 | 2023 | 15568,65 |  | реконструкція | Амортизаційні відрахування | сценарій 2 | |

Заплановано виконати роботи по зазначеним вище проєктам за сценарієм 1 на протязі 2021-2025 роки, крім тих де позначено сценарій 2, в зв’язку з недостатнім фінансуванням. Особливо п.8 "Реконструкция ПС 150кВ "Красногвардейская" та п.9 "Реконструкція електричних мереж ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК" з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6 кВ на 20 кВ м.Вільногірськ, які потребують значних капітальних вкладень.

1. **[План інвестицій за джерелами фінансування](#Планінвест20зміст" \o "зміст)**

**План інвестицій за джерелами фінансування сценарій 1 наведено в таблиці 20.1**

**Таблица 20.1**

**План інвестицій за джерелами фінансування (тис.грн. без ПДВ)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **План інвестицій за джерелами фінансування (сценарій 1)** | | | | | | | |
| № | Показники капіталовкладень | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | Всього |
|  | **Джерела фінансування** | **46 296** | **51 034** | **56 127** | **61 729** | **67 891** | **283 077** |
| ***1*** | ***Власні кошти:*** | **46 296** | **51 034** | **56 127** | **61 729** | **67 891** | **283 077** |
| 1.1 | амортизаційні відрахування | 26 671 | 29 338 | 32 272 | 35 499 | 39 049 | **162 829** |
| 1.2 | прибуток на виробничі інвестиції | 14 111 | 15 522 | 17 074 | 18 782 | 20 660 | **86 149** |
| 1.3 | за перетоки реактивної е/е | 5 514 | 6 065 | 6 672 | 7 339 | 8 073 | **33 663** |
| 1.4 | інші (прибуток) |  |  |  |  |  |  |
| 1.5 | інші (економія ТВЕ) | - | 109 | 109 | 109 | 109 | **436** |
| ***2*** | ***Залучені кошти:*** | - |  |  |  |  |  |
| 2.1 | кредити |  |  |  |  |  |  |
| 2.2 | фінансова допомога |  |  |  |  |  |  |

**В тому числі:**

**Загальна потреба в коштах на нове будівництво, реконструкцію та технічне переоснащення електричних мереж 0,4-150 кВ, тис.грн. без ПДВ**

**Таблица 20.2**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | 2021 рік | 2022 рік | 2023 рік | 2024 рік | 2025 рік | Всього |
| **Інвестиції разом, в т.ч.:** | **46296** | **51034** | **56127** | **61729** | **67891** | **283 077** |
| ***ПЛ*** | **11294** | **21428** | **15378** | **9970** | **12799** | **70 871** |
| ЛЕП 10-0,4 кВ | 11294 | 5751 | 5402 | 8111 | 12799 | **43 358** |
| ЛЕП -150-35 кВ | 0 | 15677 | 9976 | 1860 | 0 | **27 513** |
| ***ПС*** | **23427** | **16847** | **26717** | **36326** | **38119** | **141 437** |
| ПС-150-35 | 12447 | 13437 | 24167 | 33336 | 35889 | **119 277** |
| ТП, РП | 10980 | 3410 | 2550 | 2990 | 2230 | **22 160** |
| інше | **11574** | **12759** | **14032** | **15432** | **16973** | **70 769** |

**План інвестицій за джерелами фінансування сценарій 2 наведено в таблиці 20.3**

**Таблиця 20.3**

**План інвестицій за джерелами фінансування (тис.грн. без ПДВ)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **План інвестицій за джерелами фінансування (сценарій 2)** | | | | | | | | |
| № | Показники капіталовкладень | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | **Всього** |
|  | **Джерела фінансування** | **218 603** | **243 700** | **267 986** | **294 682** | **324 030** | **1 349 001** |
| ***1*** | ***Власні кошти:*** | **218 603** | **243 700** | **267 986** | **294 682** | **324 030** | **1 349 001** |
| 1.1 | амортизаційні відрахування | 72 925 | 81 306 | 89 411 | 98 320 | 108 114 | **450 076** |
| 1.2 | прибуток на виробничі інвестиції | 140 164 | 156 220 | 171 794 | 188 914 | 207 734 | **864 826** |
| 1.3 | за перетоки реактивної е/е | 5 514 | 6 065 | 6 672 | 7 339 | 8 073 | **33 663** |
| 1.4 | інші (прибуток) | - |  |  |  |  |  |
| 1.5 | інші (економія ТВЕ) | - | 109 | 109 | 109 | 109 | **436** |
| ***2*** | ***Залучені кошти:*** | - |  |  |  |  |  |
| 2.1 | кредити |  |  |  |  |  |  |
| 2.2 | фінансова допомога |  |  |  |  |  |  |

**В тому числі:**

**Таблиця 20.4**

**Загальна потреба в коштах на нове будівництво, реконструкцію та   
технічне переоснащення електричних мереж 0,4-150 кВ, тис.грн. (за сценарієм 2)**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | 2021 рік | 2022 рік | 2023 рік | 2024 рік | 2025 рік | Всього |
| **Інвестиції разом, в т.ч.:** | **218603** | **243700** | **267986** | **294682** | **324030** | **1349001** |
| ***ПЛ*** | **61788** | **18577** | **57415** | **46659** | **58044** | **242481** |
| ЛЕП 10-0,4 кВ | 12410 | 15883 | 39076 | 35271 | 43044 | **145684** |
| ЛЕП -150-35 кВ | 49377 | 2693 | 18339 | 11388 | 15000 | **96798** |
| ***ПС*** | **102165** | **164198** | **143575** | **174353** | **184979** | **769269** |
| ПС-150-35 | 90108 | 144077 | 128364 | 158827 | 158687 | **680063** |
| ТП, РП | 12056 | 20122 | 15211 | 15526 | 26292 | **89206** |
| інше | **54651** | **60925** | **66997** | **73671** | **81008** | **337250** |

1. **[ПЕРЕЛІК ТА ЕТАПИ ВИКОНАННЯ ЗАХОДІВ ПРСР, що включає інформацію по підпунктах 3, 5, 13, 14, 16 пункту 3.3.1 та пункту 3.3.2 КСР](#Перелік21зміст" \o "зміст)**

**Надається в** [**додатку 5**](file:///C:\Users\user\Desktop\ПРОСР%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\ПРОРС%20ЦЕК%20з%20урах%20зауважень%20НКРЕКП%2009%2010%2019\Додатки\Додаток%205%20в%20НКРЕКП%20%2003%2010%2019.xlsx)**.**

1. **[Пояснювальна записка по кожному заходу ПРСР рівня напругою 20 кВ та вище, що включає інформацію щодо необхідності виконання, обсяги робіт, необхідне фінансування, очікуванні результати після реалізації заходу (аналіз витрат та вигод (з урахуванням техніко-економічних показників) проєктів з розвитку системи розподілу)](#Пояснювальназап22зміст" \o "зміст)**

Для забезпечення стабільної роботи електричних мереж та керування їх режимами Компанією заплановано:

* заміна застарілого обладнання електромереж всіх рівнів, що не дозволяють отримувати персоналу компанії інформацію в реальному часі, необхідну для проведення оперативних розрахунків. Встановлення комутаційних апаратів з високою вимикальною здатністю і великим комутаційним ресурсом. Зокрема встановлення на підстанціях елегазові вимикачі, що дозволяє забезпечувати більш високий рівень надійності енергооб’єкта та знижує вірогідність системних аварій;
* технічне переоснащення підстанцій з впровадженням телемеханіки, з встановленням пристроїв контролю якості електричної енергії, сучасного релейного захисту та автоматики;
* відновлювання захисту від грозових і комутаційних перенапруг;
* впровадження АСДТК, автоматизація розподільчих мереж, у тому числі автоматизація секціонування мереж і відновлення електропостачання споживачів після аварій, системи моніторингу стану силового обладнання та раннього попередження несправностей, системи аналізу та оптимізації роботи мереж;
* встановлення, за необхідністю, пристроїв компенсації реактивної енергії;
* підтримка інтеграції в мережу джерел поновлюваної енергії, у тому числі встановлених у домогосподарствах;
* прискорення автоматизації обліку споживання електроенергії з перспективою повного вилучення ручного знімання показань лічильників.

***Основні напрямки, які потребують вирішення в 2021-2025 рр:***

Для підвищення енергоефективності, надійності роботи системи розподілу, якісних параметрів електричної енергії необхідно:

1. ***[Реконструкція та технічне переоснащення](#ПЛМтабл81" \o "ПС-154/10/6 кВ \«ПЛМ\»)*** ***[ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»](#ПЛМтабл81" \o "ПС-154/10/6 кВ \«ПЛМ\»)***

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

1. удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;
2. підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);
3. зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії;

6) зменшення впливу на навколішне середовище.

ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ» двотрансформаторна підстанція, яка знаходиться в м. Дніпро. Введена в експлуатацію у 1981 році з класом напруги 154/10/6 кВ.

На підстанції встановлено два силових трансформатори 150/10/6 кВ 32 МВА та 40 МВА, від яких живиться ЗРУ-10/6 кВ із двома секціями шин 10 кВ і двома секціями шин 6 кВ.

Споживачами є:

- І категорії – 6 споживачів: ТОВ «Будпромтех», ТОВ «Форпост Дніпро», МКП «Дніпропетровський електротранспорт», ТОВ «ПАЛАНДІН 49», ТОВ ПІІ «Дніпропетровський з-д хімічних виробів», ПАТ «Дніпрополімермаш;

- ІІ категорії – 3 споживача: ТОВ «Дніпропрессталь», ТОВ «Отіс Тарда», ТОВ «Вініл»;

- ІІІ категорії – 2 споживача: ТОВ «Ратрі», ДП «Укравтогаз».

Метою проведення заходу є підвищення надійності електропостачання, зменшення шкідливого впливу на екологічне середовище, ризику травматизму виробничого персоналу, перерв в електропостачанні, експлуатаційних витрат на обслуговування обладнання та покращення показників SAIDI та SAIFI.

Обладнання, що використовується дотепер в мережах 150 кВ та підлягає повній заміні, знаходиться в експлуатації тривалий термін (39 років), що викликає постійну небезпеку виходу його з ладу, і, як наслідок сприяє зниженню надійності подачі електроенергії збільшенню ризику травматизму виробничого персоналу, загрози екології на території енергооб’єкту.

Для досягнення поставлених цілей, заходом передбачається заміна фізично та морально зношеного обладнання на сучасне з покращеними технічними характеристиками, що в певній мірі зменшують витрати і збільшують доходи підприємства (скорочення втрат енергії безпосередньо в новому електрообладнанні, підвищення надійної та безаварійної роботи електричних мереж компанії, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання, покращення показників SAIDI та SAIFI в розподільній мережі).

На ВРУ-150 кВ підстанції 2 масляних вимикачі типу ВМТ-220Б-25/1250 1986 року випуску. Вимикачі вичерпали свій експлуатаційний ресурс, (28 років до списання згідно інструкції заводу виробника), повністю амортизовані, фізично зношені, не забезпечують швидке та надійне відключення від дії релейного захисту, ненадійні в роботі, вимагають великих витрат на капітальний ремонт і експлуатаційне обслуговування, на сьогоднішній день зняті з експлуатації, потребують заміни на елегазові. Завод виробник, який має можливість виробництва та поставки запасних частин для проведення поточного та капітального ремонту знаходиться на території країни агресора – Російської Федерації.

27.02.2012 року на ПС 150/10/6 кВ «ПЛМ» сталось технологічне порушення – відмова ІІ категорії. При виникненні КЗ неповнофазно відключився масляний вимикач 150 кВ типу ВМТ-220Б, що призвело до повного знеструмлення підстанції та великим капітальними втратами на заміну силового трансформатора та обладнання для відновлення нормальної схеми роботи підстанції.

Згідно з Актом технічного опосвідчення електрообладнання ВРП-150 кВ ПС «ПЛМ» 154/10/6 кВ від 03.05.2019 року:

1 В процесі обстеження масляних вимикачів типу ВМТ-220Б виявлено:

* 1. Наявність на стяжних шпильках тріщин і забоїн;
  2. Втрата пружності стопорних і пружинних шайб;
  3. Дефект пружин приводу, нерівномірний шаг витка пружини (стиснення більше 10% по всій довжині);
  4. На зубчатих колесах приводу ППрК-1400 виявлено тріщини, короблення та перекіс ободу;
  5. На резинових прокладках виявлені тріщини, виробки, розшарування;
  6. На штоках виявлені раковини, короблення;
  7. 40% металоконструкцій пошкоджені корозією;
  8. Оплавлення рухомих і нерухомих контактів, наявність значних раковин на контактах дугогасильних камер всіх фаз МВ-150 кВ типу ВМТ-220Б, що призводить до збільшення перехідного опору від 625 мкОм до 960 мкОм при нормативному значенні ≤ 550 мкОм.

1. Значення витяжних зусиль (контактних натиснень) рухомих і нерухомих контактів на роз’єднувачах 150 кВ становить 115-155Н, при нормативному значенні не менше 196 Н, що свідчить про знос контактної системи, що може привести до оплавлення контактів і руйнування роз’єднувача.
2. На всіх роз’єднувачах 150 кВ спостерігається знос елементів механічної частини ізоляційних колонок і втрата пружинних властивостей контактів роз’єднувачів, що приводить до появи ненормативних люфтів і виникнення нагрівів контактної частини, що було виявлено на кріпленнях ламелей приєднань Л-10А-0, С-1-1, Т-2-2.
3. Опір контактної системи робочих ножів роз’єднувачів 150 кВ типу РНДЗ-150/1000 становить 250-340 мкОм, при нормативному значенні ≤120 мкОм.
4. Корозійне пошкодження тяг приводів в місцях їхнього приєднання до поворотних колонок і верхніх поворотних механізмів роз’єднувачів 150 кВ, ЗОН, що призводить до утворення люфтів в роботі приводу і ненадійному контакту основних ножів.
5. Спостерігається порушення армовочних швів опорних ізоляторів з утворенням мікротріщин у верхній і нижній частині ізоляторів роз’єднувачів 150 кВ, ЗОН, що може, при проведенні перемикань, призвести до втрати ізолятора, руйнуванню обладнання, створенню аварійної ситуації на ПС та нанесення травм обслуговуючому персоналу.
6. На трансформаторах струму типу ТФЗМ-150-1У-6 1250/5А, спостерігається:
   1. Теча масла між корпусом та фарфоровою покришкою;
   2. Теча масла з клемної зборки вторинних контактів;
   3. Зволоження сигнального силікагелю;
   4. Пошкодження повітроосушника;
   5. Пошкодження фарфорового ізолятору ТС Т-1 фаза «В», ТС Т-2 фаза «А».
7. Корозійне пошкодження і розгерметизація ящиків приводів роз’єднувачів, вимикачів 150 кВ, шаф ланцюгів РЗА складає 35 %.
8. Залізобетонні стійки під обладнання 150 кВ по всій поверхні мають поздовжні і поперечні тріщини шириною від 0,6 см до 2,3 см і довжиною від 0,1 м до 0,8 м, раковини площею від 5 см2 до 20 см2.
9. Морально і технічно застаріла база РЗА (електромеханічні реле) призводить до проблем з їхньою експлуатацією у зв’язку зі зняттям з виробництва заводами-виробниками.
10. Термін експлуатації встановленого електрообладнання ВРУ-150 кВ перевищує нормативний (25 років).

У зв'язку з відсутністю запасних частин і неможливістю їх придбання, з причини зняття з виробництва заводами-виробниками вимикачів типу ВМТ-220 та роз’єднувачів типу РНДЗ-150, заміна зношених елементів на нові неможлива, а всі виявлені дефекти усуваються силами виробничого персоналу відповідних підрозділів підприємства. Враховуючи вищезазначене, погіршуються регулювальні характеристики, збільшується перехідний опір контактної частини і, як наслідок, зменшується періодичність виконання капітальних та поточних ремонтів вищезазначеного обладнання. Виконання позачергових капітальних та поточних ремонтів несе за собою додаткові матеріальні і трудові витрати.

Вищезазначені дефекти, які були виявлені при аналізі технічної документації, протоколів проведених вимірювань та візуальному огляді електрообладнання підстанції суперечать вимогам нормативних документів, а саме:

1. Порушення п.15.4.1 «Вимірювання опору контактної системи роз’єднувачів та відокремлювачів» СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 «Норми випробування електрообладнання».
2. Порушення п. 15.5 «Вимірювання витягувальних зусиль рухомих контактів з нерухомими» СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 «Норми випробування електрообладнання».
3. Перевищення нормативного терміну експлуатації електрообладнання відповідно до інструкцій заводів-виробників (25 років).
4. Порушення п. 4.2.23 «Правила улаштування електроустановок».

Для забезпечення сталого функціонування підстанції, ПАТ «ПТІ «КИЇВОРГБУД» у 2013 році розроблено проєктно-кошторисну документацію «Реконструкція підстанції з заміною МВ-150 кВ на елегазові вимикачі 150 кВ ПС 150/10/6 кВ «ПЛМ» м. Дніпро» 02/44/1-0313.1-ПЗ.

ДП «Укрдержбудекспертаза» у Дніпропетровській обл.. 10.12.2013 проведена експертиза проєктної документації в частині міцності, надійності та довговічності об’єкту будівництва і кошторисної частини проєкту за робочим проєктом «Реконструкція підстанції з заміною МВ-150 кВ на елегазові вимикачі 150 кВ ПС 150/10/6 кВ «ПЛМ» м. Дніпропетровськ». Планом розвитку заплановано у відповідності до проекту:

Проєктом передбачено:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  | Сценарій 1 | | Сценарій 2 |
|  | 2021 р. | 2022 р. | 2021 р. |
| ***На стороні 150 кВ:*** |  |  |  |
| Заміна масляних вимикачів ВМТ-220 -150 кВ на елегазові вимикачі типу GL313F1AREVA | 1 трифазного комплекту | 1 трифазного комплекту | 2 трифазних комплектів |
| Заміна роз’єднувачів типу РНДЗ-2-150/1000 У1 на нові типу DTS.170.1000.C.4 УХЛ1 | 1 трифазного комплекту | 1 трифазного комплекту | 2 трифазних комплектів |
| Заміна роз’єднувачів типу РНДЗ-1-150/1000 У1 на нові типу DTS.170.1000.А.4 УХЛ1 | 2 трифазних комплектів | 2 трифазних комплектів | 4 трифазних комплектів |
| Заміна трансформаторів напруги типу НКФ-220 на нові типу UTE-170 | 3 однофазних комплектів | 3 однофазних комплектів | 6 однофазних комплектів |
| Заміна трансформаторів струму ТФЗМ-150 на СA-170 600/5А | 1 трифазний комплект | 1 трифазний комплект | 2 трифазних комплектів |
| Заміна вентильних розрядників РВМГ-150 на ОПН-150 кВ типу РВА 31 138 L5E2M8-170-5 | 3 однофазних комплектів | 3 однофазних комплектів | 6 однофазних комплектів |
| ***На стороні 10 кВ:*** |  |  |  |
| Заміна у ввідних комірках трансформаторів струму на трансформатори струму типу ТЛШ-10 3000/5А | 1 трифазного комплекту | 1 трифазного комплекту | 2 трифазних комплектів |
| Заміна вентильних розрядників 10 кВ на обмежувачі перенапруги типу ОПНп-10/12/10/1/IV УХЛ1 | 1 трифазного комплекту | 1 трифазного комплекту | 2 трифазних комплектів |
| ***На стороні 6 кВ:*** |  |  |  |
| Заміна у ввідних комірках трансформаторів струму на трансформатори струму ТЛШ-10 3000/5А | 1 трифазного комплекту | 1 трифазного комплекту | 2 трифазних комплектів |

Елегазові вимикачі надійні в роботі, їх комутаційний ресурс перевищує комутаційний ресурс масляних вимикачів. Елегазові вимикачі характеризуються відносно малими габаритами та масою, швидкістю дії, високою вимикаючою здатністю, малим зносом дугогасильних контактів, надійним відключенням малих індуктивних та ємнісних струмів у момент переходу струму через нуль без виникнення перенапруги, простотою та надійністю роботи привода вимикача, що у свою чергу, забезпечує надійну та безаварійну роботу усього обладнання підстанції.

Витрати на капітальний ремонт елегазових вимикачів практично відсутні. Витрати на експлуатаційне обслуговування мінімальні.

Для реалізації комерційного обліку проєктом передбачається заміна існуючих масляних трансформаторів струму типу ТФЗМ-150 класом точності 0,5 (суперечить пункту 1.5.16 ПУЕ 2017) на нові СA-170 600/5А та встановлення нових трансформаторів напруги UTE-170 згідно відкоригованого проєкту 2020 р.

Встановлення комплекту релейного захисту на мікропроцесорній базі виробництва концерну АВВ дозволить підвищити надійність захисту, селективність відключень, швидку дію в аварійних ситуаціях. Елегазові вимикачі із швидкодіючим мікропроцесорним захистом змінюють ступінь селективності з 0,5 сек. До 0,25 сек., в результаті чого значно зменшується вірогідність пошкодження обладнання і втрати потужності при протіканні струмів к.з.

На підстанції встановлено два трансформатори 1Т та 2Т напругою 150/10/6 кВ потужністю 32 МВА та 40 МВА. Трансформатор 2Т було замінено в 2012 році. Трансформатор 1Т зав. № 105731 типу ТРДН-32000/150 знаходиться в експлуатації 41 рік. В процесі довгострокової експлуатації трансформатору погіршились його технічні характеристики.

Для визначення технічного стану силового трансформатора 1Т на ПС «ПЛМ», державним підприємством «Криворізький експертно-технічний центр Держгірпромнагляду України» було проведено експертизу і отримано висновок експертизи №12.2-09-07-0381.15 про необхідність заміни силового трансформатора типу ТРДН-32000/150 У1.

У процесі експертизи були проаналізовані результати високовольтних випробувань силового трансформатора (протокол №252 від 28.07.2014), хімічного аналізу масла (№476а від 28.07.2015), заводські технічні характеристики.

ЕТЛ ТОВ «НВП» «Енергорішення» проведено оцінку залишкового ресурсу основної ізоляції трансформатора на підставі аналізу фуранових сполук, розчинених у трансформаторному маслі бака трансформатора. За результатами аналізу масла з баку трансформатора 1Т ПС «ПЛМ» вміст фуранових сполук 1,44 ррм, що відповідає ступеню полімеризації (СП) 278 одиниць – орієнтовно 23% від початкового стану, тобто остання третина строку існування трансформатора. Стан основної ізоляції незадовільний.

Для підвищення надійності електропостачання споживачів і заміни застарілого обладнання необхідно виконати технічне переоснащення ПС – замінити трансформатор 1Т на новий типу ТДТН-40000/150 У1 та заміна вторинних ланцюгів трансформатору з прокладкою у бетонних кабельних лотках, адаптація систем релейного захисту для нового трансформатору до існуючих пристроїв захистів цього трансформатору, демонтаж ошиновки 150 кВ, шинного мосту 6-10 кВ та полоси заземлення, заміна розрядників на ОПН 6 кВ, заміна масляних вимикачів 10 кВ на вакуумні вимикачі.

ПАТ «ПТІ «КИЇВОРГБУД» у 2016 році розроблено проєктно-кошторисну документацію «Технічне переоснащення ПС 150/10/6 кВ «ПЛМ».

Планом розвитку заплановано за сценарієм 2 в 2021 р. у відповідності до проєкту:

***На стороні 150 кВ:***

* Заміна силового трансформатора 1Т типу ТРДН-32000/150 У1 на трансформатор виробництва ПАТ «ЗТР» типу ТДТН-40000/150 У1.
* Заміна заземлювачів однополюсних: ЗОН-150 на ЗОН-110- УХЛ1 - 1 комплект.

***На стороні 10 кВ:***

* Заміна в ЗРУ-10 кВ масляних вимикачів типу ВМПЕ-10 на нові вакуумні вимикачі (Т-61, С-61) типу ВР-2-10-31,5/1600 У2 - 2 шт.

***На стороні 6 кВ:***

* Заміна в ЗРУ-6 кВ масляних вимикачів типу ВМПЕ-10 на нові вакуумні вимикачі (Т-12, Т-11): ВР-3-10-40/3150 У2 – 1 шт., ВР-2-10-31,5/1600 У2 1 шт. Заміна вентильних розрядників 6 кВ на ОПН типу MWK 8 (РВ Т-61, РВ Т-62) – 2 комплекта.

***Інші роботи:***

* Заміна вторинних ланцюгів під нове обладнання.
* Ущільнення силових та контрольних кабелів.
* Охоронна сигналізація підстанції.
* Реконструкція існуючої мережі зовнішнього освітлення.
* Встановлення комплекту релейного захисту на мікропроцесорній базі.

Роботи на ПС «ПЛМ» планується виконувати поетапно: за сценарієм 1 реконструкцію з заміною МВ-150 кВ на елегазові вимикачі 150 кВ – в 2021-2022 рр., за сценарієм 2 – всі заплановані обсяги робіт в 2021 році.

За сценарієм 1 у 2021р. заміна обладнання 1 секція шин ВРУ-150 кВ, ЗРУ-10 кВ та ЗРУ-6 кВ, у 2022 р. 2 секція шин ВРУ-150 кВ, ЗРУ-10 кВ та ЗРУ-6 кВ.

2.***[Технічне переоснащення](#Наклонноствольнатабл81" \o "ПС \«Наклоноствольна 150/6 кВ\»)*** ***[ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ»](#Наклонноствольнатабл81" \o "ПС \«Наклоноствольна 150/6 кВ\»)***

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;

2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);

3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії.

Підстанція 150/6 кВ «Наколонноствольна» розташована в м. Кривий Ріг, вул. Бикова, 24. Підстанція введена в експлуатацію у 1970 році з класом напруги 150/6 кВ.

На підстанції встановлено два силових трансформатори типу ТДГ-60000/150/6 кВ потужністю по 60 МВА кожний, короткозамикачі КЗ-220,масляні вимикачі МГГ-10 4000/750**,** розрядники вентильні РВС-150, відєднувачі ОД-220, лінійні роз’єднувачі РЛНД-220/1000, секційні роз’єднувачі РЛНД-220/1000,комірки 6 кВ з масляними вимикачами 6 кВ типів ВМП-10к, ВПМЕ-10, МГГ-10.

Від підстанції заживлені промислові об’єкти та населення міста:

* Споживачі 1 категорії - «Криворізька Теплоцентраль», КП «Швидкісний трамвай», ТОВ «Метро Кеш енд Кері Україна»,ТОВ «Епіцентр-К», ВАТ «Криворізький залізорудний комбінат», КП «Кривбассвітло», Криворізький ВГРЗ, КП «Кривбасводоканал»;
* Споживачі ІІ категорії – ТОВ «Сільпо Рітейл», ПАТ «Центральний ГЗК».

Обладнання ПС «Наклонноствольна» фізично застаріле, має корозію металевих частин та дефекти. За час експлуатації обладнання підстанції не модернізувалось.

Обладнання, що використовується дотепер в мережах 150, 6 кВ та підлягає повній чи частковій заміні, знаходиться в експлуатації тривалий термін (49 років), що викликає постійну небезпеку виходу його з ладу, і, як наслідок, зниження надійності подачі електроенергії населенню і підприємствам, збільшенню ризику травматизму виробничого персоналу, загрози екології на території енергооб’єкту.

Для досягнення поставлених цілей, заходом передбачається заміна фізично та морально зношеного обладнання на сучасне з покращеними технічними характеристиками, що в певній мірі зменшують витрати і збільшують доходи підприємства (скорочення втрат енергії безпосередньо в новому електрообладнанні, скорочення витрат на паливо через зменшення виїздів ремонтних бригад, покращення показників SAIDI та SAIFI в розподільній мережі).

Згідно Акту технічного опосвідчення електрообладнання ВРУ-150 кВ ПС «Наклонноствольна 150/6 кВ» Криворізьких РЕМ від 02.04.2019 року:

1. Опір ізоляції тяг з органічних матеріалів короткозамикача 220 кВ приєднання 1Т становить 730 Мом, приєднання 2Т – 740 Мом, при нормативному значенні ≥ 1000 Мом.
2. Значення витяжних зусиль (контактних натиснень) рухомих та нерухомих контактів на короткозамикачах 220кВ приєднання 1Т становить – 110 Н, приєднання 2Т – 120 Н, при нормативному значенні 196-294 Н, що свідчить про зношення контактної системи і може привести до оплавлення контактів та руйнування короткозамикача.
3. Оплавлення, наявність значних раковин на рухомих і нерухомих контактах відокремлювачів 220 кВ приєднань 1Т, 2Т приводить до збільшення перехідного опору контактної частини до значень 190 мкОм на приєднанні 1Т і 260 мкОм по приєднанні 2Т, при нормативному значенні ≤ 120 мкОм.
4. Значення витяжних зусиль (контактних натиснень) рухомих і нерухомих контактів на відокремлювачах 220 кВ приєднання 1Т становить – 120 Н, приєднання 2Т – 130 Н, при нормативному значенні 176-196 Н, що свідчить про зношення контактної системи і може привести до оплавлення контактів та руйнування відокремлювача.
5. На всіх роз’єднувачах 220 кВ спостерігається знос елементів механічної частини ізоляційних колонок і втрата пружинних властивостей контактів роз’єднувачів, що приводить до появи ненормативних люфтів і виникненню нагрівів контактної частини, що було виявлено на кріпленнях ламелей приєднань Л-143, Л-144 та перемичок 150 кВ.
6. Опір контактної системи робочих ножів роз’єднувачів 220 кВ типу РЛНД-220/1000 становить 260-330 мкОм, при нормативному значенні ≤ 120 мкОм.
7. Значення витяжних зусиль (контактних натиснень) рухомих і нерухомих контактів на роз’єднувачах 220 кВ становить 110-180 Н, при нормативному значенні не менше 392Н, що свідчить про знос контактної системи, що може привести до оплавлення контактів і руйнування роз’єднувача.
8. Механічний знос контактів ключів сигнальної автоматики (КСА) механізмів включення і відключення приводів відокремлювачів, короткозамикачів і роз’єднувачів 220 кВ.
9. Корозійне пошкодження тяг приводів в місцях їх приєднання до поворотних колонок і верхніх поворотних механізмів відокремлювачів, короткозамикачів і роз’єднувачів 220 кВ, що призводить до утворення люфтів в роботі приводу і ненадійному контакту основних ножів.
10. Спостерігається порушення армовочних швів опорних ізоляторів з утворенням мікротріщин у верхній і нижній частині ізоляторів відокремлювачів і роз’єднувачів 220 кВ, що може, при проведенні перемикань, призвести до втрати ізолятора, руйнуванню обладнання, створенню аварійної ситуації на ПС і нанесення травм обслуговуючому персоналу.
11. На металоконструкціях порталів 150 кВ, стійках під обладнання, металевих поверхнях рам відокремлювачів і роз’єднувачів 220 кВ відбувається руйнування конструкцій через відсутність антикорозійного покриття.
12. На металевих смугах заземлення обладнання до контуру заземлення ПС відсутнє антикорозійне покриття, корозійне пошкодження смуг заземлення складає 30%.
13. Корозійне пошкодження і розгерметизація ящиків приводів роз’єднувачів 220 кВ усіх приєднань, шаф вторинних ланцюгів РЗА складає 35%.
14. Залізобетонні стійки під обладнанням 150 кВ по всій поверхні мають поздовжні і поперечні тріщини шириною від 0,5 см до 2 см. І довжиною від 0,1 м до 0,5 м, раковини площею від 5 см² до 20 см².
15. Руйнування фундаментів під роз’єднувачі і розрядники всіх приєднань становить понад 60%.
16. На ВРП-150 кВ на відокремлювачах і роз’єднувачах відсутнє електромагнітне блокування, призначене для попередження невірних дій з робочими і заземлюючими ножами на відокремлювачах і роз’єднувачах.
17. Морально і технічно застаріла база РЗА (електромеханічні реле) призводить до проблем з їхньою експлуатацією у зв’язку зі зняттям з виробництва заводами-виробниками.
18. Термін експлуатації встановленого електрообладнання ВРП-150 кВ перевищує нормативний (25років).

У зв’язку з відсутністю запасних частин і неможливістю їх придбання, з причини зняття з виробництва заводами-виробниками відокремлювачів типу ВД-220, короткозамикачів типу КЗ-220 та роз’єднувачів типу РЛНД-220, заміна зношених елементів на нові неможлива, а всі виявлені дефекти усуваються силами виробничого персоналу відповідних підрозділів підприємства. Враховуючи вищезазначене, погіршуються регулювальні характеристики, збільшується перехідний опір контактної частини і, як наслідок, зменшується періодичність виконання капітальних та поточних ремонтів вищезазначеного обладнання. Виконання позачергових капітальних та поточних ремонтів несе за собою додаткові матеріальні і трудові витрати.

Вищезазначені дефекти, які були виявлені при аналізі технічної документації, протоколів проведених вимірювань та візуальному огляді електрообладнання підстанції суперечать вимогам нормативних документів, а саме:

1. Порушення п. 15.1.1 «Вимірювання опору ізоляції тяг з органічних сполук» СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 «Норми випробування електрообладнання».
2. Порушення п.15.4.1 «Вимірювання опору контактної системи роз’єднувачів та відокремлювачів» СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 «Норми випробування електрообладнання».
3. Порушення п. 15.5 СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 «Норми випробування електрообладнання».
4. Перевищення нормативного терміну експлуатації електрообладнання відповідно до інструкцій заводів-виробників (25 років).
5. Порушення п. 4.2.23 «Правила улаштування електроустановок».

Для визначення технічного стану силових трансформаторів 1Т, 2Т на підстанції державним підприємством «Вінницький Експертно-технічний центр Держпраці України» було проведено експертизу і отримано висновок експертизи №05.09.04-003.20 від 03.01.2020 про необхідність заміни силових трансформаторів.

Для доведення до діючих норм та з метою підвищення надійності роботи захисту трансформаторів, підвищення надійності електропостачання споживачів, необхідно технічне переоснащення ПС з заміною комплектів КЗ-ВД 220 кВ на елегазові вимикачі 220 кВ. Проєкт розроблено в 2014 році ПАТ «ПТІ «Київоргбуд». ДП «ЖИЛКОМ» проведено експертизи:

- щодо розгляду кошторисної частини проєктної документації (позитивний) по робочому проєкту «Технічне переоснащення підстанції ПС 150/6 кВ «Наклонноствольна» м. Кривий ріг, Дніпропетровської обл.» від 21.11.2014 № 287;

- щодо розгляду проєктної документації в частині міцності, надійності та довговічності об’єкту будівництва від 27.01.2015 № 6. За результатами розгляду проєктна документація відповідає вихідним даним, розроблена з дотриманням вимог до міцності, надійності та довговічності об’єкту будівництва.

На ПС «Наклонноствольна» встановлена стаціонарна свинцево-кислотна акумуляторна батарея типу СК-6. Дана акумуляторна батарея характеризується великою вогненебезпечністю, постійним технічним обслуговуванням (доливання дистильованої води), кислотний електроліт негативно впливає на оточуюче середовище, низька енергетична щільність, великі габаритні розміри. Проєктом заплановано встановлння нової акумуляторної батареї., Заплановано виконання робіт по роках за сценарієм 1:

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Сценарій 1 | | | Сценарій 2 | | | |
|  | 2021 | 2024 | 2025 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
| *На стороні 150 кВ:* |  |  |  |  |  |  |  |
| Заміна відокремлювачів та короткозамикачів 150 кВ на елегазові вимикачі типу GL313F1 |  | 1 компл. | 1 компл. | 2 компл. |  |  |  |
| Встановлення трансформаторів струму 150 кВ типу СА-170600/5А. |  | 1 компл. | 1 компл. | 2 компл. |  |  |  |
| Встановлення додатково нових роз’єднувачів 150 кВ типу DTS.170.1000.C.IV. УХЛ1 на приєднанні Т |  | 1 шт. | 1 шт. | 1 шт. |  |  |  |
| Заміна роз’єднувачів типу РЛНД-2-220/1000 на нові роз’єднувачі типу DTS.170.1000.A.IV. УХЛ1 |  | 2 шт. | 2 шт. | 4 шт. |  |  |  |
| Заміна вентильних розрядників типу РВМГ-150М на обмежувачі перенапруги типу PCA3E-132L21E2M5 |  | 1 компл. | 1 компл. | 2 компл. |  |  |  |
| *На стороні 6 кВ:* |  |  |  |  |  |  |  |
| Заміна трансформаторів струму 6 кВ 4000/5А на нові типу ТЛШ-10, 4000/5А |  | 2 компл. | 2 компл. | 4 компл. |  |  |  |
| *Інші роботи:* |  |  |  |  |  |  |  |
| Заміна РЗА силових трансформаторів на мікропроцесорні блоки захисту виробництва АВВ. |  | + | + | + |  |  |  |
| Заміна опорної та підвісної ізоляції на нову полімерну. |  | + | + | + |  |  |  |
| Заміна проводів та спусків ВРП-150 кВ. |  | + | + | + |  |  |  |
| Ремонт порталів ВРП-150 кВ. |  | + | + | + |  |  |  |
| Реконструкція зовнішнього освітлення ВРП-150 кВ з встановлення нових LED ліхтарів. |  | + |  | + |  |  |  |
| Реконструкція щита змінного струму 0,4 кВ в частині установки нових автоматів 0,4 кВ на існуючих панелях ліній. |  |  | + | + |  |  |  |
| Встановлення нового щита постійного струму типу ЩПТ-220-250УХЛ1 з новою АКБ |  |  | + | + |  |  |  |
| Розробка ПКД «Технічне переоснащення ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ» 2 етап» |  | + |  | + |  |  |  |
| Заміна силових трансформаторів 150/6 кВ 1Т, 2Т типу ТДГ-60000/150 на трансформатори типу ТДН-63000/150 У1. |  |  |  |  |  | 1 шт. | 1 шт. |
| Заміна в ЗРУ-6 кВ масляних вимикачів вакуумні вимикачі |  |  |  |  |  | 2 | 2 |
| Заміна вторинних ланцюгів під нове обладнання. |  |  |  |  |  | + |  |
| Ремонт будівель ЗРУ, ОПУ |  |  |  |  |  |  | + |
| Охоронна сигналізація підстанції |  |  |  |  |  | + |  |
| Телемеханізація, телеуправління, АСКОЕ |  |  |  |  |  |  | + |

Роботи на ПС планується виконувати поетапно: за сценарієм 1 (1 етап) – в 2023р., за сценарієм 2 – всі заплановані обсяги робіт в 2022 рр. За сценарієм 2 (2 етап) планується виконати проєктування – 2022р, роботи виконати – 2023-2024 р.

1. ***[Технічне переоснащення трансфоматорної підстанції 154/35/6 кВ «КПО»](#кпотабл81" \o "ПС 154/35/6 кВ \"КПО\)***

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;

2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);

3)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії;

5) розробка планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об’єктів, збільшення їх потужності тощо);

9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

ПС-154/35/6 кВ «КПО» - двотрансформаторна підстанція, яка розташована в м. Дніпро. Від підстанції заживлена значна частина інфраструктури міста, промислові об’єкти. Введена в експлуатацію в 1966 році.

Споживачами є: промислові об’єкти та населення Шевченківського району м. Дніпро.

На підстанції встановлено два силових трансформатори по 25 МВА, від яких живиться відкритий розподільний пристрій 35 кВ із двома системами шин 35 кВ і два закритих розподільних пристрої з 4-ма секціями шин 6 кВ.

На підстанції виконано заміну відєднувачів 150 кВ на елегазові вимикачі. Решта комутаційного обладнання не модернізувалось.

Метою проведення заходу є підвищення надійності електропостачання, зменшення шкідливого впливу на екологічне середовище, ризику травматизму виробничого персоналу, перерв в електропостачанні, експлуатаційних витрат на обслуговування обладнання та покращення показників SAIDI та SAIFI.

Обладнання, що використовується дотепер в мережах 150 кВ та підлягає повній заміні, знаходиться в експлуатації тривалий термін (50 років), що викликає постійну небезпеку виходу його з ладу, і, як наслідок сприяє зниженню надійності подачі електроенергії збільшенню ризику травматизму виробничого персоналу, загрози екології на території енергооб’єкту.

Для досягнення поставлених цілей, заходом передбачається заміна фізично та морально зношеного обладнання на сучасне з покращеними технічними характеристиками, що в певній мірі зменшують витрати і збільшують доходи підприємства (скорочення втрат енергії безпосередньо в новому електрообладнанні, підвищення надійної та безаварійної роботи електричних мереж компанії, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання, покращення показників SAIDI та SAIFI в розподільній мережі).

Згідно акту технічного опосвідчення обладнання ПС-154/35/6 кВ «КПО» від 19.05.2017 року:

**1**. **У процесі перевірки були виявлені наступні зауваження:**

1.1. Трансформатори 1Т и 2Т типу ТДТНГ -25000/150/35/6 1966,1969 року виробництва. Трансформатори знаходяться в роботі 51 та 48 років, що значно перевищує допустимий строк експлуатації (25 років). В процесі довгострокової експлуатації трансформаторів погіршились їх технічні характеристики. Механічне пошкодження корпусу, корозія, часткова деформація деталей. Величина фізичного зносу складає 85%.

**На трансформаторі 1Т виявлені наступні дефекти:**

* Незадовільний стан герметичних маслонаповнених вводів 150 кВ (ГМТА-45-150/630 У1). Порушена герметичність між вводом і баком трансформатора, пошкоджені сільфони;
* Опір постійного струму обмоток 150 і 35 кВ не відповідає нормі. Розходження по фазам більше 2%;
* В трансформаторі, згідно паспортних даних при навантаженні і розрахунковій температурі навколишнього середовища, температура масла на 10-15℃ більша нормативної. На трансформаторі встановлені додаткові вентилятори охолодження.
* Розгерметизац з бака трансформатора в РПН);
* Підвищена вібрація корпуса трансформатора;
* Незадовільний стан приводу РПН;
* Теча масла з РПН;
* Теча масла з кріплення масломірного скла розширювального баку трансформатора та РПН;
* Теча масла з вбудованих трансформаторів струму 150 кВ;
* Незадовільний стан ущільнювальної резини під кришкою трансформатора;
* Незадовільний стан ущільнювальної резини дискових затворів радіаторів, дискового затвору розширювального баку;
* Незадовільний стан металорукавів, кабелів вторинних ланцюгів релейного захисту і сигналізації трансформатора;
* Теча масла по резиновим ущільнювачам газового реле трансформатора;
* Теча масла із радіатора № 6; 10 (мікротріщини труби охолоджувача);
* Теча масла з ремонтних люків трансформатора;
* Теча масла з верхніх та нижніх ущільнювачів прохідних ізоляторів вводів 6 кВ;
* Незадовільний стан дискових затворів радіаторів;
* Корпус трансформатора та радіатори замаслені та пошкоджені корозією;
* Незадовільний стан силікагелю у термосифонних фільтрах;

**На трансформаторі 2Т виявлені наступні дефекти:**

* Незадовільний стан герметичних маслонаповнених вводів 150 кВ (ГМТА-45-150/630 У1). Порушена герметичність між вводом і баком трансформатора, пошкоджені сільфони;
* Підвищена вібрація корпуса трансформатора;
* Теча масла з РПН;
* Теча масла з кріплення масломірного скла розширювального баку трансформатора та РПН;
* Теча масла з вбудованих трансформаторів струму 150 кВ;
* Незадовільний стан ущільнювальної резини під кришкою трансформатора;
* Незадовільний стан ущільнювальної резини дискових затворів радіаторів, дискового затвору розширювального баку;
* Незадовільний стан металорукавів, кабелів вторинних ланцюгів релейного захисту і сигналізації трансформатора;
* Теча масла по резиновим ущільнювачам газового реле трансформатора;
* Теча масла із радіатора № 2,34,5,7 (мікротріщини труби охолоджувача);
* Теча масла з ремонтних люків трансформатора;
* Теча масла з верхніх та нижніх ущільнювачів прохідних ізоляторів вводів 6 кВ;
* Незадовільний стан дискових затворів радіаторів;
* Корпус трансформатора та радіатори замаслені та пошкоджені корозією;

1.2. На усіх роз’єднувачах 35 кВ спостерігається зношення елементів механічної частини ізоляційних колонок і втрата пружинних властивостей контактів роз’єднувачів, що приводить к появі ненормативних люфтів і виникненню нагріву контактної частини, що було виявлено на кріпленнях ламелей роз’єднувачів.

1.3. Опір контактної системи робочих ножів роз’єднувачів 35 кВ типу РНДЗ-35/1000 складає 210-380 мкОм, при нормативному значенні ≤120 мкОм.

1.4 Корозійне пошкодження тяг приводу в місцях їхнього приєднання до поворотних колонок і верхніх поворотних механізмів роз’єднувачів 35 кВ, що призводить до утворенню люфтів у роботі приводу і неповного входження контактів роз’єднувача.

1.5. Спостерігається порушення армовочних швів опорних ізоляторів з утворенням мікротрещин у верхній і нижній частині ізоляторів роз’єднувачів 35 кВ, що при проведенні оперативних перемикань може привести до поломки ізолятора, руйнування обладнання, створенню аварійної ситуації на ПС та нанесенню травм обслуговуючому персоналу.

1.6. Значення витяжних зусиль (контактних натиснень) рухомих та нерухомих контактів роз’єднувачів 35 кВ складає від 110 Н до 126 при нормативному значенні не менше 176 Н, це свідчить про зношення контактної системи, що може привести до оплавлення контактів та руйнування роз’єднувача.

1.7. На трансформаторах струму типу ТФЗМ -150, ТФЗМ-35, спостерігається:

* Теча масла між маслорозширювачем та фарфоровою покришкою;
* Теча масла з клемної зборки вторинних контактів;
* Зволоження сигнального силікагелю;
* Пошкодження повітряосушувача;
* Пошкодження маслопокажчика;
* Пошкодження фарфорового ізолятору ТС Л-514 фаза «В», ТС Л-517 фаза «А».

Що може привести до виходу з ладу ТС та створенню аварійної ситуації на ПС.

1.8. На вентильних розрядниках типу РВМГ-150 спостерігається:

* Зниження тиску всередині розрядника;
* Часткове зволоження шунтуючих резисторів;

1.9 На металевих полосах заземлення обладнання до контуру заземлення ПС відсутнє антикорозійне покриття, корозією пошкодження полос заземлення складає 30%.

1.10. Корозійне пошкодження і розгерметизація ящиків приводів роз’єднувачів, вимикачів 150 кВ, 35 кВ, шаф ланцюгів РЗА складає 55%.

1.11. Залізобетонні стійки під обладнання 150 кВ, 35 кВ по усій поверхні мають продольні і поперечні тріщини шириною від 0,5 см до 5,3см і довжиною від 0,1 м до 0,8 м, раковини площею від 5 см2  до 20 см2.

1.12. Обстеження вимикачів 6 кВ типу ВМП-10, при виконанні капітальних ремонтів, показує знос приводних механізмів і контактної частини. При виконанні капітального ремонту МВ-6 кВ виявлено наявність значних раковин на наконечниках свічок і знос ламелей розеткових контактів, що призводить до збільшення перехідного опору від 100 мкОм до 140 мкОм при нормативному значенні ≤ 55 мкОм.

Збільшення перехідного опору викликає додаткові втрати електричної енергії, особливо в режимах короткого замикання (КЗ), це призводить до пошкодження і руйнування вимикача. Збільшення зазорів у з'єднаннях приводного механізму тягне за собою збільшення періодичності виконання технічного обслуговування і регулювання приводів МВ- 6 кВ.

У зв'язку з відсутністю запасних частин і неможливістю їх придбання, з причини зняття з виробництва заводами-виробниками масляних вимикачів 6 кВ, типу ВМП-10, заміна зношених елементів на нові неможлива, а всі виявлені дефекти усуваються силами виробничого персоналу відповідних підрозділів підприємства. Враховуючи вищезазначене, погіршуються регулювальні характеристики, збільшується перехідний опір контактної частини і, як наслідок, зменшується періодичність виконання капітальних ремонтів МВ-6 кВ. Виконання позачергових капітальних ремонтів несе за собою додаткові матеріальні і трудові витрати.

1.13. Обстеження вимикачів 35 кВ типу МКП-35/1000, при виконанні капітальних ремонтів, показує знос приводних механізмів і контактної частини. При виконанні капітального ремонту МВ-35 кВ виявлено наявність значних раковин на наконечниках свічок і знос ламелей розеткових контактів, що призводить до збільшення перехідного опору від 380 мкОм до 450 мкОм при нормативному значенні ≤ 310 мкОм.

Збільшення перехідного опору викликає додаткові втрати електричної енергії, особливо в режимах короткого замикання (КЗ), це призводить до пошкодження і руйнування вимикача. Збільшення зазорів у з'єднаннях приводного механізму тягне за собою збільшення періодичності виконання технічного обслуговування і регулювання приводів МВ-35 кВ.

У зв'язку з відсутністю запасних частин і неможливістю їх придбання, з причини зняття з виробництва заводами-виробниками масляних вимикачів 35 кВ, типу МКП-35, заміна зношених елементів на нові неможлива, а всі виявлені дефекти усуваються силами виробничого персоналу відповідних підрозділів підприємства. Враховуючи вищезазначене, погіршуються регулювальні характеристики, збільшується перехідний опір контактної частини і, як наслідок, зменшується періодичність виконання капітальних ремонтів МВ-35 кВ. Виконання позачергових капітальних ремонтів несе за собою додаткові матеріальні і трудові витрати.

1.14. Морально і технічно застаріла база РЗА (електромеханічні реле) призводить до проблем з їхньою експлуатацією у зв’язку зі зняттям з виробництва заводами-виробниками.

1.15 Строк експлуатації встановленого обладнання перевищує нормативний (25 років).

Трансформатори 1Т и 2Т типу ТДТНГ-25000/150/35/6 1966 виробництва знаходяться в роботі більше 50 років, що значно перевищує допустимий строк експлуатації. В процесі довгострокової експлуатації трансформаторів погіршились їх технічні характеристики. Механічне пошкодження корпусу, корозія, часткова деформація деталей. Величина фізичного зносу складає 85%. Незадовільний стан герметичних маслонаповнених вводів 150 кВ (ГМТА-45-150/630 У1). Порушена герметичність між вводом і баком трансформатора, пошкоджені сільфони. Опір постійному струму обмоток 150 і 35 кВ не відповідає нормі. Розходження по фазам більше 2%. В трансформаторі, згідно паспортних даних, при навантаженні і розрахунковій температурі навколишнього середовища, температура масла на 10-15С більша нормативної. На трансформаторах встановлені додаткові вентилятори охолодження. Підвищена вібрація корпуса трансформаторів. Незадовільний стан приводу РПН.

У процесі аналізу технічного стану трансформаторів, фундаментів та маслоприймачів трансформаторів 1Т, 2Т, було виявлено розтріскування бетонних стінок фундаментів, руйнування труб для відводу масла, розтріскування основних конструкцій фундаментів. Враховуючи вищезазначене, проектом передбачено роботи з демонтажу та монтажу нових фундаментів, маслоприймачів під нові силові трансформатори 1Т, 2Т.

Враховуючи вищезазначене електротехнічною лабораторією ТОВ «НВП «Енергорішення» було проведено комплексі високовольтні вимірювання та випробування силових трансформаторів 1Т - ТДТНГ-25000/150/35/6 кВ зав. № 67485, 1966 року виробництва, 2Т - ТДТНГ-25000/150/35/6 кВ зав. № 77771, 1969 року виробництва. На основі протоколів ТОВ «Енергорішення» ДП «Вінницький експертно-технічний центр держпраці» було проведено експертизу і отримано висновки №05.09.04-123.17 «Щодо відповідності обладнання підвищеної небезпеки, а саме силового трансформатора 1Т типу ТДТНГ-25000/150 зав. №67485 трансформаторної підстанції ПС-150/35/6 кВ «КПО» ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки», №05.09.04-124.17 «Щодо відповідності обладнання підвищеної небезпеки, а саме силового трансформатора 2Т типу ТДТНГ-25000/150 зав. №77771 трансформаторної підстанції ПС-150/35/6 кВ «КПО» ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки».

За результатами експертної оцінки технічного стану трансформатора 1Т типу ТДТНГ-25000/150 зав. №67485, рік виготовлення 1966, Вінницьким ЕТЦ визначено, що трансформатор не відповідає вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки і знаходиться в незадовільному стані, а саме:

Трансформатор характеризується зносом компонентів активної частини з високим старінням основної ізоляції, експлуатується 26 років понад гарантований по надійності строк експлуатації (гарантований - 25 років, ГОСТ 11677-85 п.3.4).

Трансформатор має ознаки зволоження та забруднення твердої ізоляції Кабс<1.3 (Протокол № 1-734 від 26.12.17р., РД 16.363-87, СОУ-Н МЕВ 40.1-2177681-64:2012 п.4.1.2).

Трансформатор характеризується зниженням показника якості ізоляції R60 на 84% відносно попередніх вимірювань(Протокол №1-734 від 26.12.17р. СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 п.8.3, п.8.4.)

Трансформатор характеризується зниженням міжлистової ізоляції активного матеріалу магнітопроводу, має збільшення втрат холостого ходу на 17% в порівнянні із заводськими даними (Протокол №1-736 від 26.12.17р.)

Трансформатор характеризується наявністю термічних дефектів в зоні низьких температур з негативним впливом на тверду ізоляцію, піролізом масла та старінням твердої ізоляції (Протокол №1-738 від 26.12.17р. СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 рис.2, п.7.2.2, п.8.1.3, п.8.1.4).

Трансформаторне масло бака контактора РПН має понаднормовий вміст газів С2Н2, С2Н4, характеризує старіння ізоляції (Протокол №1-739 від 26.12.17р., СОУ-Н ЕЕ 46.501.:2006 табл. 2, п.8.1.4)

Трансформаторне масло з баку трансформатора має понаднормативний вологовміст – 22,6 г/т та забруднення – 10 клас (Протокол 1-740 від 26.12.17р., ГОСТ 17216-2001 табл. 1, СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 табл. 48 п.10),,

Трансформаторне масло має значний вміст фуранових сполук – 1,19 мг/кг (Протокол №1-742 від 26.12.17р), тверда ізоляція трансформатора має ступінь полімеризації на рівні 296 од. (додаток А рис. 1 та п.5.1.1.1 СОУ-НН МЕВ 40.1-21677681-64:2012) і знаходиться в дефектному стані та не відповідає вимогам визначених нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки

Трансформатор знаходиться в незадовільному технічному стані та підлягає виведенню з експлуатації.

За результатами експертної оцінки технічного стану трансформатора 2Т типу ТДТНГ-25000/150 зав. №67485, рік виготовлення 1966, Вінницьким ЕТЦ визначено, що трансформатор не відповідає вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки і знаходиться в незадовільному стані, а саме:

Трансформатор характеризується зносом компонентів активної частини з підвищеним старінням основної ізоляції, експлуатується 23 роки понад гарантований по надійності строк експлуатації (гарантований – 25 років, ГОСТ 11677-85 п.3.4).

Обмотки СН мають відхилення опору постійному струму між фазами більше 2% в усіх положеннях ПБВ (Протокол №1-721 від 20.12.17р., СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 п.8.3, п.8.4).

Трансформатор має ознаки зволоження та забруднення твердої ізоляції, Кaбс<1,3 (Протокол №1-722 від 20.12.17р., РД 16.363-87, СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681-64:2012 п.4.1.2).

Трансформатор характеризується зниженням показника якості ізоляції R60 на 45% відносно попередніх вимірювань (Протокол №1-722 від 20.12.17р., СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 п.8.3, п.8.4).

Трансформатор характеризується пошкодженням міжлистової ізоляції активного матеріалу магнітопроводу, має збільшення втрат холостого ходу на 141% в порівнянні із заводськими даними (Протокол №1-724 від 20.12.17р.)

Трансформатор характеризується наявністю термічних дефектів в зоні середніх температур з негативним впливом на тверду ізоляцію, частковими розрядами, іскрінням, піролізом масла та старінням твердої ізоляції (Протокол №1-726 від 20.12.17р., СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 рис.2, п.7.2.2, п.7.3, п.8.1.1, п.8.1.2, п.8.1.3, п.8.1.4).

Трансформаторне масло бака контактора РПН має понаднормативний вміст С2Н2, С2Н4, характеризує старіння ізоляції (Протокол №1-727 від 20.12.17р., СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 табл.2, п.8.1.4).

Трансформаторне масло бака трансформатора має забруднення – 10 клас (Протокол №1-728 від 20.12.17р., ГОСТ 17216-2001 табл.1).

Трансформаторне масло має вміст фуранових сполук – 0,99 мг/кг (протокол №1-730 від 20.12.17р.), тверда ізоляція трансформатора має ступінь полімеризації на рівні 314 од (додаток А рис.1 та п.5.1.1.1 СОУ-НН МЕВ 40.1-21677681-64:2012) і знаходиться в дефектному стані та не відповідає вимогам визначених нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки.

Трансформатор знаходиться в незадовільному технічному стані та підлягає виведенню з експлуатації.

У зв’язку з руйнуванням порталів 150, 35 кВ (відлущування бетону, оголення арматури), що може призвести до аварійної ситуації, виникає необхідність їх демонтажу та встановлення нових порталів.

Для організації обліку електроенергії по стороні 150 кВ, необхідно встановити нові трансформатори напруги та трансформатори струму. На стороні 35 кВ встановлені трансформатори напруги типу ЗНОМ-35, що знаходяться в експлуатації з 1966 року. Трансформатори напруги значно перевищили свій строк експлуатації. Були виявлені дефекти маслопоказчика, теча масла між корпусрм та кришкою, теча масла із клемної зборки вторинних кіл. ТН типу ЗНОМ-35 потребують значних капіталовкладень на проведення капітальних та поточних ремонтів та високу ступінь пожежонебезпечності. Враховуючи вищезазначене, планується заміна існуючих трансформаторів напруги на нові ТН з литою ізоляцією, антирезонансного виконання.

На ПС «КПО» знаходяться 7 масляних вимикачі типу МКП-35 1966 року випуску. Вимикачі вичерпали свій експлуатаційний ресурс, повністю амортизовані, фізично зношені, не забезпечують швидке та надійне відключення від дії релейного захисту, ненадійні в роботі, вимагають великих витрат на капітальний ремонт і експлуатаційне обслуговування, на сьогоднішній день зняті з експлуатації. Обстеження вимикачів 35 кВ типу МКП-35, при виконанні капітальних ремонтів, показує знос приводних механізмів і контактної частини. Планується заміна вимикачів типу МКП-35 на нові вакуумні вимикачі.

При проведенні огляду роз’єднувачів 150, 35 кВ, були виявлені дефекти контактної частини головних ножів, заземлюючих ножів, погіршення стану опорної ізоляції (розтріскування опорних ізоляторів), розбалансування приводних тяг, збільшення перехідного опору головних контактів. Роз’єднувачі типу РНДЗ вичерпали свій термін експлуатації, потребують значних капітальних затрат на проведення поточних та капітальних ремонтів.

Обстеження вимикачів 6 кВ типу ВМП-10, при виконанні капітальних ремонтів, показує знос приводних механізмів і контактної частини. При виконанні капітального ремонту МВ-6 кВ виявлено наявність значних раковин на наконечниках свічок і знос ламелей розеткових контактів, що призводить до збільшення перехідного опору від 100 мкОм до 140 мкОм при нормативному значенні ≤ 55мкОм. Заміна масляних на вакуумні вимикачі 6кВ призведе до зменшення витрат на проведення їх ремонтів – капітальний ремонт. З моральним старінням елементної бази систем РзіА виникає проблема їх експлуатації. У зв’язку зі зняття з виробництва заводами-виробниками існуючої елементної бази систем РЗА, виникає необхідність їх заміни на нові мікропроцесорні блоки.

Використання мікропроцесорних реле підвищує чутливість, швидкодію, що в свою чергу підвищує надійність роботи систем захисту та подовжує час експлуатації електрообладнання.

Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання, забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії планується технічне переоснащення ПС з заміною обладнання та порталів ВРУ-150 кВ, ВРУ-35 кВ, організація обліку по стороні 150, 35 кВ, телемеханіки та телеуправління.

Телемеханізація підстанції дозволяє збирати, передавати інформацію про функціонування об’єктів електричної мережі, а також передавати команди диспетчерського управління, поліпшити загальну надійність енергосистеми і підвищується якість обслуговування споживачів.

Згідно проведеного аналізу досліджених режимів в електричних мережах 35 – 150 кВ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» на 2021 рік з урахуванням існуючого та прогнозного завантаження в аварійному, ремонтному режимі завантаження трансформатору в зимовий період 131%. По розрахункам на перспективу силові трансформатори на ПС-154/35/6 кВ «КПО» потребують заміни на більшу потужність, що підтвердженео проектним рішенням.

В 2018 році ТОВ «Харківпроменерго» розроблено проект «Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 154/35/6 кВ «КПО».

Згідно проекту передбачається:

***2025 р. – (За сценарієм 1),***

***На стороні 150 кВ:***

* Заміна силового трансформатора 1Т типу ТДТНГ-25000/150 У1 на трансформатор виробництва ПАТ «ЗТР» типу ТДТН-40000/150 У1;
* Заміна роз’єднувача 150 кВ – 3 шт.;
* Заміна трансформаторів струму 150 кВ: заміна 3 шт. типу ТФЗМ-150А-IУ1 на 3 шт. типу ІМВ-170;
* Встановлення додатково триполюсного роз’єднувача 150 кВ типу DTS.170.1000.С.IV. УХЛ1 в кількості 1 шт;
* Встановлення 3 шт. трансформаторів напруги типу ЕМF 170;
* Встановлення опорних ізоляторів 150 кВ та обмежувачів перенапруги типу BOW-PCA3-132 L1E1M4 в кількості 1 трифазних комплектів.

***2022-2025 рр. - (***За сценарієм 2),

***На стороні 150 кВ:***

* Заміна силових трансформаторів 1Т, 2Т типу ТДТНГ-25000/150 У1 на трансформатори виробництва ПАТ «ЗТР» типу ТДТН-40000/150 У1;
* Заміна роз’єднувача 150 кВ – 6 шт.;
* Заміна трансформаторів струму 150 кВ: заміна 6 шт. типу ТФЗМ-150А-IУ1 на 3 шт. типу ІМВ-170 та на 3 шт. типу СА-170;
* Встановлення додатково триполюсного роз’єднувача 150 кВ типу DTS.170.1000.С.IV. УХЛ1 в кількості 2 шт;
* Встановлення 6 шт. трансформаторів напруги типу ЕМF 170;
* Встановлення опорних ізоляторів 150 кВ та обмежувачів перенапруги типу BOW-PCA3-132 L1E1M4 в кількості 2 трифазних комплектів.

***На стороні 35 кВ:***

* Встановлення обмежувачів перенапруги 35 кВ типу OCP2-41M-NNN- 4 трифазних комплекти;
* Заміна роз’єднувачів 35 кВ – 26 шт.;
* Заміна реакторів трифазного комплекту типу ЗРОМ-550/35 на триазний комплект типу ASR 1.0P;
* Заміна вимикачів 35 кВ типу МКП-35-1000 У1 на вакуумні 7 шт.
* Заміна трансформаторів струмів 35 кВ 8 шт. типу ТФЗМ-35А-У1 на типу СXE-36;
* Заміна трансформаторів напруги 35 кВ 6 шт. типу НОМ-35-66 У1.

***На стороні 6 кВ:***

* Заміна масляних вимикачів 6 кВ: заміна 33 шт. на вакуумні;
* Заміна трансформаторів струму 6 кВ загальною кількістю 82 шт;
* Заміна трансформаторів напруги 6 кВ: заміна 6 шт.;
* Встановлення обмежувачів перенапруги нелінійних типу ОПНп-6/7,2/10/550 УХЛ1 -114 шт.;
* Встановлення шість ізоляторів ИОС-20-2000 УХЛ1 та три обмежувачі перенапруги 6 кВ OCP2-08S-NNN – 2 шт.
* Ремонт будівлі ЗРУ-6 кВ, ОПУ.
* Реконструкція РЗА.
* Телемеханізація, телеуправління підстанції, АСКОЕ.

За сценарієм 1 у 2025 р. виконати заміну силового трансформатора 1Т та заміну обладнання ВРУ-150 кВ по 1 секції, роботи по технічному переоснащенню плануються закінчити у 2028р.

***5.***[***«Технічне переоснащення транформаторної підстанції «ДШЗ-1»***](#дшзтабл81)

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;

2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);

3)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії;

6) зменшення впливу на навколішне середовище;

9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 311;

Підстанція розташована в м. Дніпро на території заводу ПрАТ «Інтер Мікро Дельта», в 1960-1966 роках будівництва. Підстанція прийнята у власність на підставі договору купівлі-продажу від ПАТ «ДТЕК ДНІПРООБЛЕНЕРГО» 29.11.2016. На підстанції встановлено два силових трансформатори 150/35/6 кВ по 25 МВА 1977 року виготовлення, від яких живиться ВРУ-35 кВ та закритий розподільний пристрій 6 кВ із двома секціями шин.

Споживачами є: ПАТ «ІнтерМікроДельта, ІНК», ДОЗСМ, «Промбудматеріали», міськводоканал, міські мережі, котельні, ЖЕК та інші юридичні особи.

Обладнання підстанції знаходиться в незадовільному стані. Корпуса трансформаторів 150/35/6 кВ та радіатори замаслені та пошкоджені корозією, теча масла із розширювального баку (мікротріщини труби охолоджувача).

На ПС «ДШЗ-1» знаходяться 4 масляних вимикачі типу МКП-35 1986 року виробництва, 2 масляних вимикача С-35 М 1969 року виробництва. Вимикачі вичерпали свій експлуатаційний ресурс (28 років до списання), повністю амортизовані, фізично зношені, не забезпечують швидке та надійне відключення від дії релейного захисту, ненадійні в роботі, вимагають великих витрат на капітальний ремонт і експлуатаційне обслуговування, на сьогоднішній день зняті з експлуатації.

У зв’язку з відсутністю запасних частин і неможливістю їх придбання, з причини зняття з виробництва заводами-виробниками масляних вимикачів 35 кВ, типу МКП-35, заміна зношених елементів на нові неможлива, а усі виявлені дефекти усуваються власними силами виробничого персоналу відповідних підрозділів підприємства, що не призводить до повного відновлення технічних характеристик вузлів та устаткування, а саме відновлення регулювальних характеристик, збільшення перехідного опору контактної частини і, як наслідок, до зменшення періодичності виконання капітальних ремонтів МКП-35. Виконання позачергових капітальних ремонтів несе за собою додаткові матеріальні і трудові витрати.

Роз’єднувачі 150 кВ, 35 кВ мають дефекти контактної частини головних ножів, заземлюючих ножів, погіршення стану опорної ізоляції (розтріскування опорних ізоляторів), розбалансування приводних тяг, збільшення перехідного опору головних контактів.

Релейний захист силових трансформаторів виконаний на основі морально застарілих, вичерпавших свій ресурс електромагнітних реле. Від’єднувач 150 кВ потребує заміни на елегазовий вимикач.

Будівельна частина потребує виконання негайних заходів для підтримання працездатності обладнання. В «Акті технічного огляду обладнання ПС150/35/6 кВ «ДШЗ-1» від 15.02.2017року зафіксовано:

* розтріскування бетону опорних стійок під обладнання 150, 35 кВ;
* оголення арматури бетонних стійок під обладнання 150, 35 кВ;
* дефекти зварних швів металевих порталів 150, 35 кВ;
* руйнація кладки оливоприймача;
* руйнація фундаментів під порталами 150, 35 кВ.

Проведення поточних та капітальних ремонтів потребує значних капіталовкладень.

ПАТ «ПТІ «Київоргбуд» в 2018 році розроблено проєкт **«Технічне переоснащення транформаторної підстанції 150/35/6 кВ «ДШЗ-1»**.

Планом розвитку заплановано:

За сценарієм 2 – 2023-2025р.:

1. Організація обліку по стороні 150 кВ:

* виконується монтаж трансформаторів напруги ТН-150 кВ з литою ізоляцією, антирезонансного виконання, з підключенням їх через роз’єднувачі.

2 Реконструкція ВРУ-150 кВ:

* реконструкція ВРУ-150 кВ (існуюча схема) змінюється на типову схему «два блоки лінія– трансформатор з вимикачами та неавтоматичною перемичкою з боку ліній»:
* спорудження нового ЗПК блочного типа з встановленням релейних панелей, щита власних потреб та шафи оперативного струму (ШОС);
* заміна відокремлювача і короткозамикача на елегазовий вимикач 150 кВ типу LTB-170D1/B;
* заміна трансформаторів струму 150 кВ типу ТФНД-150/600-1200 на 2 трифазних комплекта типу IMB -170 (ABB);
* заміна обмежувачів напруги 150 на ОПН типу PCA3E-132L21E2M5 – 2 компл.;
* заміна та монтаж роз’єднувачів 150 6 шт.;
* встановлення трансформаторів напруги типу EMF 170 - 2 трифазних комплекти;
* заміна порталів та ошиновки 150 кВ.
* монтаж шафи КРУН-6 кВ з трансформаторами власних потреб;
* Обладнання встановлюється на окремі фундаменти на металевих оцинкованих стійках . Виконати прокладання кабельних трас в наземних бетонних лотках.

3. Заміна силового трансформатора 1Т типу ТДТН-25000/150 на новий трансформатор типу ТДТН-40000/150-У1 виробництва «Запоріжтрансформатор»:

* Заміна, маслопроводу, маслоприймача;
* заміна розрядників нейтралі трансформатора 1Т РВС35+20+15 на PCA3 – 108L21E2M5;
* заміна заземлювача однополюсного ЗОН-150 на ESO-170.

4. Заміна силового трансформатора 2Т типу ТДТН-25000/150 на новий трансформатор типу ТДТН-40000/150-У1 виробництва «Запоріжтрансформатор»:

* Заміна, маслопроводу, маслоприймача;
* заміна розрядників нейтралі трансформатора 1Т РВС35+20+15 на PCA3 – 108L21E2M5;
* заміна заземлювача однополюсного ЗОН-150 на ESO-170.
* Реконструкція РЗА.

5. Реконструкція ВРУ-35 кВ:

* заміна порталів та ошиновки 35 кВ;
* заміна масляних вимикачів 35 кВ на вакуумні – 6 шт.;
* заміна трансформаторів струму 35 кВ ТФМ-35 на TPO-35 600/5 - 3 компл.;
* встановлення 3 трифазних комплекта трансформаторів струму типу TPO-35 600/5 та 2 трифазних комплектів типу TJO-35кВ;
* заміна (встановлення) роз’єднувачів 35 кВ – 16 шт.;
* встановлення трансформаторів напруги – 2 компл.;

Обладнання встановлюється на окремі фундаменти на металевих оцинкованих стійках.Виконати прокладання кабельних трас в наземних бетонних лотках.

6. Телемеханізація підстанції:

* телесигналізація положення вимикачів 150,35 кВ;
* телеуправління вимикачами 150,35 кВ;
* телевимірювання навантаження силових трансформаторів, навантаження ліній 150, 35 кВ, телевимірювання напруги всіх секцій шин 150, 35 кВ.

Для підвищення надійної та безаварійної роботи електричних мереж компанії, забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії необхідно виконати технічне переоснащення підстанції з заміною обладнання ВРУ-150/35 кВ, виконання робіт за сценарієм 2 – 2023-2025 рр. Роботи по технічному переоснащенню плануються закінчити у 2026 р.

1. ***[«Реконструкция ПС 35/6 кВ «С-35» м. Жовті Води, Дніпропетровської обл.](#плс35табл81" \o "ПС 35/6 кВ \"С-35\)***

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;

2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);

5)розробку планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об’єктів, збільшення їх потужності тощо).

9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

Підстанція «Північна-35» була перейменована на ПС «С-35» 35/6 кВ у 2015 році.

ПС «С-35» 35/6 кВ однотрансформаторна підстанція, яка розташована в місті Жовті Води Дніпропетровської області. Підстанція була введена в експлуатацію 1988 року.

Схема електричних з’єднань підстанції:

* по стороні 35 кВ – блок «лінія-трансформатор з вимикачем»;
* по стороні 6 кВ – «одна секйціонована вимикачем система шин».

Підстанція заживлена по лінії 35 кВ Л-331 від 2 секції 35 кВ ПС «Нова» ТОВ «Восток-Руда». Резервне живлення організовано двома лініями 6 кВ від РП-6 кВ комірка №3, №4 ПС «Нова» ТОВ «Восток-Руда». На підстанції встановлено один силовий трансформатор типу ТМ-3200/35/6 1952 року виробництва ПрАТ «ЗТР». ІП 2020 передбачено заміну силового трансформатору на ТМ-4000/35/6.

У 2011 році на підстанції проведено реконструкцію ВРП-35 кВ та встановлено роз’єднувач РДЗ-1б-35/1000, ТС ТФЗМ-35А, вимикач ВР-35 НС, замінені комірки КРУН 6 кВ на нові КРУН типу К-59 з вакуумними вимикачами ВВ/TEL-10, ОПН 6кВ KP/TEL, ТН НАМІ-6, ТС ТОЛ-10, ТВП ТСКС-25/6/0,4.

Основні споживачі, що підключені до ПС «С-35» 35/6 кВ через мережі ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»: населення міста Жовті Води, міська лікарня (хірургія, реанімація, травматологія), школи, дитячі садки, училища, університет, військкомат, Укртелеком, прокуратура, міськрада, СБУ, пенсій фонд, притулок, магазини та інші об’єкти життєдіяльності міста. П’ять тисяч абонентів неможливо заживити від інших ТП, РП. Більша частина населення, яке отримує електроенергію від ПС «С-35» 35/6 кВ переведено на електроопалення.

Споживачі 1 категорії – 2 шт. (КП «ЖВК», ДОР, СМСЧ-9). Споживачі соціально значимі - 10 шт. (державні установи, навчальні заклади, дитячі садки). Побутові споживачі – 4549 абонентів. Юридичні споживачі 3 категорії – 145 шт.

Загальна кількість підключених ТП – 33 шт.

ПС «Нова» знаходиться на балансі ТОВ «Восток Руда». Підприємство не проводить господарську діяльність близько трьох років. Ремонтні роботи та технічне обслуговування обладнання ПС «Нова» не проводиться, оперативний персонал відсутній. Підприємство «Восток-Руда» являється боржником «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» за поставлену електричну енергію. З 2016 року неодноразово мало місце відключення ПС «Нова» зі сторони «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» за борги, що в свою чергу призвело до повного знеструмлення ПС «С-35» 35/6 кВ та споживачів, які заживлені від підстанції. За останні роки значна частина населення міста перейшла на індивідуальне електроопалення, що призвело до значного збільшення навантаження в розподільних мережах 6 кВ в зимовий період, і як наслідок підвищилась аварійність зі збільшенням часу перерв в електропостачанні споживачів.

Мережі ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» не можуть забезпечити резервне живлення усім абонентам, які підключені від ПС «С-35» 35/6 кВ.

Згідно рекомендацій Головдерженергонагляду, які надані листом від 15.07.2016 року № 01/10-3774 на Міненерговугілля, а саме: «Держенергонагляд пропонує звернути увагу ПрАТ «ПЕЕМ «Центральна енергетична компанія» на необхідність внесення до інвестиційної програми товариства робіт з проєктування змін в існуючу схему розподільчих мереж м. Жовті Води».

З метою підвищення надійності електропостачання та безаварійної роботи електричних мереж компанії, враховуючи наявність споживачів 1 категорії, збільшення пропускної здатності підстанції, створення можливості розвитку району, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання, забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії, зменшення шкідливого впливу на екологічне середовище, покращення показників SAIDI та SAIFI було прийнято рішення розробити проєкт: Реконструкція підстанції 35/6 кВ «С-35» м. Жовті Води, Дніпропетровської області.

Для забезпечення сталого функціонування підстанції, виконання рекомендацій Головдерженергонагляду, ТОВ «Харківпроменерго»,у 2016 році розроблено проєктно-кошторисну документацію «Реконструкція підстанції 35/6 кВ «С-35» м. Жовті Води, Дніпропетровської області» з встановленням другого трансформатору та монтажем другої секції 6 кВ.

Планом розвитку заплановано:

*2022 р. -( сценарій 1 ), 2021 р . – (сценарій2)- на стороні 35 кВ:*

* Встановлення нового силового трансформатора 2Т типу ТМН-4000/35/6 виробництва ПрАТ «ЗТР».
* Монтаж нової 2 секції 35 кВ з встановленням вакуумного вимикача – 1 шт., розєднувачів – 5 шт., ОПН – 3 шт., трансформатору напруги та трансформаторів струму.

***2022 -2023 рр. ( сценарій 1), 2021 р. (сценарій 2) - на стороні 6 кВ – 2 секція:***

* Встановлення шафи вводу КРПЗ 6кВ з вимикачем BB/TEL-10-20/1000 -1 шт.; шафи кабельної лінії КРПЗ 6кВ з вимикачем BB/TEL-10-20/630 – 4 шт.;
* Встановлення трансформатра власних потреб 25 кВА ТСКС-25/6/0,4 – 1 шт;
* Встановлення обмежувачів перенапруги типу KP/TEL-6/6,9 – 3 шт;
* Заміна трансформаторів струмів 6 кВ: заміна 3 шт. типу ТОЛ-10 на 3 шт. типу ТОЛ-10 600/5 (0,5/10Р/10Р);
* Монтаж нових залізобетонних кабельних лотків для прокладання кабелів вторинної комутації 1, 2 секції 35 кВ.
* Телемеханізація підстанції,РЗА силових трансформаторів 1Т, 2Т на базі мікропроцесорних блоків захисту виробництва SchneiderElectric.
* Реконструкція зовнішнього освітлення ВРП-35 кВ з встановлення нових LEDліхтарів.
* Будівництво двоколової ЛЕП-35 кВ та перепідключення ПС «С-35»35/6 кВ до ПЛ-35 кВ Л-К-31, Л-К-32 ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК». Це дозволить забезпечити створення більш гнучкої схеми ПС «С-35»35/6 кВ м. Жовті Води підвищити надійність електропостачання, збільшити пропускну спроможність підстанції.

Прийняті в проєкті технічні рішення враховують передовий досвід вітчизняного будівництва, а також забезпечують дотримання всіх заходів з охорони навколишнього природного середовища.

Економічні показники, надійність та якість обладнання, що приймається до установки,в тому числі – іноземного виробництва, а також технічні рішення, що застосовані в проєкті, підтверджують їх відповідність останнім досягненням вітчизняної та іноземної техніки.

Тобто в результаті компанія забезпечить суттєве підвищення надійності та якісне електропостачання споживачів міста відповідно до категорійності їх струмоприймачів.

За сценарієм 1 у 2022 р. встановлення нового тр-ра 2Т з монтажем нової 2 секції 35 кВ з обладнанням та будівництво двоколової ЛЕП-35 кВ, а у 2023 р. роботи по ЗРУ-6 кВ.

1. ***[Технічне переоснащення ПС-35/6 кВ «Чешка»](#чешкатабл81" \o "ПС-35/6 кВ \«Чешка\» )***

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;

2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);

3)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії;

8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;

9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

ПС-35/6 кВ «Чешка» розташована в смт. Радушне Кривиорізького району Дніпропетровської області. На підстанції встановлено два трансформатори 35/6 кВ 2,5 МВА та 1,6 МВА, від яких живиться закритий розподільний пристрій 6 кВ з двома секціями шин. Споживачами є Криворізька міська електромережа, ПРАТ «КСУГ-2», ТОВ «Спецмонтаж», ТОВ «Євромонтаж».

На підстанції виконано заміну обладнання 2 сеції 35 кВ та силового трансформатору 35/6 кВ 2Т, монтаж другої секції 6 кВ. Решта комутаційного обладнання не модернізувалось.

На основі протоколів ТОВ «Енергорішення» ДП «Вінницький експертно-технічний центр Держпраці» було проведено експертизу і отримано висновок №05.09.04-001.20 від 03.01.2020 р. «Щодо відповідності обладнання підвищеної небезпеки, а саме силового трансформатора 1Т трансформаторної підстанції ПС 35/6 кВ «Чешка» ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки».

За результатами експертної оцінки технічного стану трансформатора 1Т Вінницьким ЕТЦ визначено, що трансформатор не відповідає вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки і знаходиться в незадовільному стані.

Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання необхідно виконати технічне переоснащення ПС з заміною силового трансформатору 1Т, трансформатор оснастити автоматичним пристроєм РПН, пластинчатими радіаторами, контролем температури масла із застосування термометрів з віддаленою індикацією типу АКМ ОТІ/WТІ виробництва Qualitrol або аналогічними, які не потребують періодичної перевірки, плівковим захистом трансформаторного масла, запобіжним клапаном типу LPRD виробництва Qualitrolіз сигналізацією спрацювання або аналогічними для захисту від підвищеного тиску в середині бака трансформатора.

Необхідно виконати реконструкцію 1 секції ВРУ-35 кВ та ЗРУ-6 кВ, ремонт будівлі ЗРУ-6 кВ, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління. Це забезпечить споживачів якісними параметрами електричної енергії.

Планується виконати проєктування за сценарієм 2 у 2021р.; виконання робіт - 2022р.

1. ***[Технічне переоснащення](#лучтабл81" \o "ПС-35/10 кВ \«Луч\»)*** ***[ПС-35/10 кВ «Луч»](#лучтабл81" \o "ПС-35/10 кВ \«Луч\»)***

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;

2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);

4) інтеграцію до системи розподілу розподіленої генерації, у т. ч. виробників, що здійснюють виробництво електричної енергії з використанням альтернативних джерел енергії;

8) розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;

9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

Підстанція розташована в смт. Широке Дніпропетровської області. На підстанції встановлено два силових трансформатори потужністю по 6,3 МВА 35/10 кВ. За час експлуатації комутаційне обладнання не модернізувалось.

Актом технічного опосвідчення обладнання ПС-35/10 кВ «Луч*»* від 10.05.2017 виявлено:

1.ПС-35/10 кВ «Луч» введена в експлуатацію у 1993 році:

1.1. На усіх роз’єднувачах 35 кВ спостерігається зношення елементів механічної частини ізоляційних колонок і втрата пружинних властивостей контактів роз’єднувачів, що приводить к появі ненормативних люфтів і виникненню нагріву контактної частини.

1.2. Опір контактної системи робочих ножів роз’єднувачів 35 кВ складає 210-380 мкОм, при нормативному значенні ≤120 мкОм.

1.3. Корозійне пошкодження тяг приводу в місцях їхнього приєднання до поворотних колонок і верхніх поворотних механізмів роз’єднувачів 35 кВ, що призводить до утворенню люфтів у роботі приводу і неповного входження контактів роз’єднувача.

1.4. Спостерігається порушення армовочних швів опорних ізоляторів з утворенням мікротрещин у верхній і нижній частині ізоляторів роз’єднувачів 35 кВ, що при проведенні оперативних перемикань може привести до поломки ізолятора, руйнування обладнання, створенню аварійної ситуації на ПС та нанесенню травм обслуговуючому персоналу.

1.5. Значення витяжних зусиль (контактних натиснень) рухомих та нерухомих контактів роз’єднувачів 35 кВ складає від 110 Н до 126 при нормативному значенні не менше 176 Н, це свідчить про зношення контактної системи, що може привести до оплавлення контактів та руйнування роз’єднувача.

1.6. На вентильних розрядники типу РВС-35 спостерігається:

* Зниження струму провідності до 180-190 мкА при нормативному значенні не менше 200 мкА;
* Пошкодження зовнішньої поверхні розрядника.;

Пошкодження реєстратора спрацювання.

1.7. На металевих полосах заземлення обладнання до контуру заземлення ПС відсутнє антикорозійне покриття, корозією пошкодження полос заземлення складає 30%.

1.8. Корозійне пошкодження і розгерметизація ящиків приводів роз’єднувачів, вимикачів 35 кВ, шаф ланцюгів РЗА складає 55%.

Для усунення зазначених вище дефектів вимагається технічне переоснащенняПС.

Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання необхідно виконати технічне переоснащення ПС з заміною обладнання ВРУ-35 кВ, організацією обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління.

Передбачається:

* монтаж нових ТС, ТН, ТС з литою ізоляцією типу ТРО виробництва АВВ, або аналогічні, Обмотки: 0,5S, 10Р, 10Р. ТН з литою ізоляцією антирезонансного виконання виробництва АВВ, або аналогічні;
* виконати заміну кабельно-провідникової продукції під нове обладнання;
* заміну роз’єднувачів 35 кВ. Роз’єднувачі з підшипниками опорної балки та контактні поворотні виводи колонок полюсів основних контактів, які не потребують періодичного обслуговування, всі металеві частини виконані з оцинкованої сталі;
  + виконати охоронну та пожежну сигналізацію;
  + виконати заміну прожекторів на ВРУ-35 кВ, ланцюгів зовнішнього освітлення від ЩВП до прожекторів на ВРП. Використовувати світлодіодні LED ліхтарі та прожектори. Встановити нові ЩО (автомати SchneiderElectric або аналогічні).

За сценарієм 2 проєктні роботи заплановано на 2022р.; виконання робіт - 2023р.

1. ***[Технічне переоснащення ПС-35/6 кВ «Молзавод»](#молзаводтабл81" \o "ПС-35/6 кВ \«Молзавод\»)***

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;

2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);

3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії;

5)розробку планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об’єктів, збільшення їх потужності тощо);

8) розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;

9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

Підстанція розташована в м. Нікополь Дніпропетровської області. На ПС-35/6 кВ «Молзавод» встановлений один трансформатор 2,5 МВА, від якого живиться закритий розподільний пристрій 6 кВ із однією секцією шин.

Від ЗРУ-6 кВ підстанції здійснюється електропостачання 17 шт. ТП НРЕМ АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» та 4 шт. ТП – юридичних та побутових споживачів. Від ТП НРЕМ АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» отримують живлення 5-ть соціально важливих споживачів.

Споживачами є Нікопольська міська електромережа, «Молзавод».

В звязку з переходом міста на електроопалення, значно збільшилась потужність. Для підвищення надійної та безаварійної роботи електричних мереж, забезпечення споживачів, в тому числі важливих соціальних об’єктів, якісними параметрами електричної енергії необхідно виконати технічне переоснащення ПС з заміною обладнання ВРУ-35 кВ, з заміною силового трансформатору, організацією обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління.

Згідно акту технічного опосвідчення від 22.05.2017 року**:**

1. На роз’єднувачі 35 кВ Л-377-0 типу РНДЗ-2-35/630 У1 спостерігається зношення елементів механічної частини ізоляційних колонок і втрата пружинних властивостей контактів роз’єднувачів, що приводить к появі ненормативних люфтів і виникненню нагріву контактної частини, що було виявлено на кріпленнях ламелей роз’єднувачів.

2. Опір контактної системи робочих ножів роз’єднувача 35 кВ Л-377-0 типу РНДЗ-2-35/630 У1 складає від 210 мкОм до380 мкОм, при нормативному значенні ≤120 мкОм.

3. Корозійне пошкодження тяг приводу в місцях їхнього приєднання до поворотних колонок і верхніх поворотних механізмів роз’єднувачів 35 кВ, що призводить до утворенню люфтів у роботі приводу і неповного входження контактів роз’єднувача.

4. Спостерігається порушення армовочних швів опорних ізоляторів з утворенням мікротрещин у верхній і нижній частині ізоляторів роз’єднувачів 35 кВ, що при проведенні оперативних перемикань може привести до поломки ізолятора, руйнування обладнання, створенню аварійної ситуації на ПС та нанесенню травм обслуговуючому персоналу.

5. Значення витяжних зусиль (контактних натиснень) рухомих та нерухомих контактів роз’єднувача 35 кВ Л-377-0 типу РНДЗ-35/630 У1 складає від 105Н до 148Н при нормативному значенні не менше 176 Н, це свідчить про зношення контактної системи, що може привести до оплавлення контактів та руйнування роз’єднувача.

6. На вентильних розрядники типу РВС-35 спостерігається:

* Зниження струму провідності до 175-185 мкА при нормативному значенні не менше 200 мкА;
* Пошкодження зовнішньої поверхні розрядника.;
* Пошкодження реєстратора спрацювання.

7. На металевих полосах заземлення обладнання до контуру заземлення ПС відсутнє антикорозійне покриття, корозією пошкодження полос заземлення складає 30%.

8. Корозійне пошкодження і розгерметизація ящиків приводів роз’єднувачів, вимикачів 35 кВ, шаф ланцюгів РЗА складає 55%.

9. Залізобетонні стійки під обладнання 35 кВ по усій поверхні мають сколи і поперечні тріщини шириною від 0,5 см до 5,3см і довжиною від 0,1 м до 0,8 м, раковини площею від 5 см2  до 20 см2.

10. Обстеження вимикачів 35кВ типу ВМП-35, при виконанні капітальних ремонтів, показує знос приводних механізмів і контактної частини. При виконанні капітального ремонту МВ- 35кВ виявлено наявність значних раковин на наконечниках свічок і знос ламелей розеткових контактів, що призводить до збільшення перехідного опору від 350 мкОм до 470 мкОм при нормативному значенні ≤ 310мкОм.

Збільшення перехідного опору викликає додаткові втрати електричної енергії, особливо в режимах короткого замикання (КЗ), це призводить до пошкодження і руйнування вимикача. Збільшення зазорів у з’єднаннях приводного механізму тягне за собою збільшення періодичності виконання технічного обслуговування і регулювання приводів МВ-35кВ.

У зв’язку з відсутністю запасних частин і неможливістю їх придбання, з причини зняття з виробництва заводами-виробниками масляних вимикачів 35 кВ, типу ВМП-35, заміна зношених елементів на нові неможлива, а всі виявлені дефекти усуваються силами виробничого персоналу відповідних підрозділів підприємства. Враховуючи вищезазначене, погіршуються регулювальні характеристики, збільшується перехідний опір контактної частини і, як наслідок, зменшується періодичність виконання капітальних ремонтів МВ-35 кВ. Виконання позачергових капітальних ремонтів несе за собою додаткові матеріальні і трудові витрати.

11. Морально і технічно застаріла база РЗА (електромеханічні реле) призводить до проблем з їхньою експлуатацією у зв’язку зі зняттям з виробництва заводами-виробниками.

12. Строк експлуатації встановленого обладнання перевищує нормативний (25 років).

На основі протоколів ТОВ «Енергорішення» ДП «Вінницький експертно-технічний центр держпраці» було проведено експертизу і отримано висновок №05.09.04-127.17 «Щодо відповідності обладнання підвищеної небезпеки, а саме силового трансформатора 1Т трансформаторної підстанції ПС 35/6 кВ «Молзавод» ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки».

За результатами експертної оцінки технічного стану трансформатора 1Т Вінницьким ЕТЦ визначено, що трансформатор не відповідає вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки і знаходиться в незадовільному стані.

Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання, підвищення надійної та безаварійної роботи електричних мереж компанії, забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії планом розвитку передбачається технічне переоснащення ПС з заміною обладнання ВРУ-35 кВ, заміною силового трансформатору, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління.

В 2018 році ТОВ «Східенергопроєкт» розроблено проєкт «Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ «Молзавод». На виконання вимог розділу V (Улаштування вузлів обліку та інших засобів комерційного обліку електричної енергії) Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затверджений Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 311 (в редакції Постанови НКРЕКП від 20.03.2020 № 716) проєктом передбачається виконання технічного переоснащення підстанції 35/6 кВ «Молзавод» а саме:

*На стороні 35 кВ:*

* заміна силового трансформатора 1Т типу ТМ-2500/35 У1 на новий трансформатор типу ТМН-4000/35/6-У1;
* заміна масляного вимикача типу ВМП-35-800-12.5 вакуумний вимикач типу ВР35НСМ-35-20/1600У1 – 1 шт.;
* заміна розрядників РВС-35 на обмежувачів перенапруги типу РВА2-54 L5 E2 M7 – 1 компл.;
* заміна роз'єднувача РНД3-2-35/630 – 1 шт.;
* монтаж опори шинної 35 кВ – 3 шт.;
* монтаж трансформатора напруги 35 кВ типу TJO 7 35 кВ – 1 шт.;
* монтаж трансформаторів струму 35 кВ типу TPO 70.11 40.5 100/5 0.5s/10P/10P – 3 шт.;
* організація обліку по стороні 35 кВ.

***На стороні 6 кВ:***

* заміна розрядників РВО-10 на обмежувачі перенапруги типу OCP2-08S-NNN – 1 компл.;
* заміна трансформаторів струму типу ТПЛ-10 на ТПЛУ-10 – 7 шт.;
* монтаж опори шинної 10 кВ – 6 шт.
* оганізація автоматизованої системи керування з видачею сигналів на диспетчерський пункт;
* організація системи сигналізації пожежної та периметральної охорони.

Для зменшення втрат електричної енергії, пов’язаних з її передачею і розподілом;

- застосування при зовнішньому встановленні закритих герметичних клемних шаф;

- застосування панелей управління, релейного захисту і автоматики з використанням мікропроцесорної техніки;

- застосування електронних багатофункціональних лічильників.

За сценарієм 1 у 2024 р заплановано виконати роботи по заміні обладнанння ВРУ-35 кВ та ЗРУ-6 кВ, організація обліку 35 кВ та телеміханіки і телеуправління та заміну силового трансформатора 1Т. За сценарієм 2 роботи заплановано виконати у 2021 р.

1. ***[Технічне переоснащення](#пс14табл81" \o "ПС-35/6 кВ №14)*** ***[ПС-35/6 кВ №14](#пс14табл81" \o "ПС-35/6 кВ №14)***

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;

2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);

8) розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;

9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

Підстанція розташована в м. Кам’янське Дніпропетровської області.ПС-35/6 кВ №14 живиться від магістральних мереж «НЕК «УКРЕНЕРГО» ПС 330 кВ «Прометей». На підстанції встановлено два силових трансформатори 2,5 МВА та 3,2 МВА, від яких живиться закритий розподільний пристрій 6 кВ з двома секціями шин.Споживачами є: м’ясокомбінат «ДАС», «Дніпро Азот», Дніпродзержинськводоканал, ДІК-34.

За час експлуатації комутаційне обладнання не модернізувалось.

Актом технічного опосвідчення обладнання ПС-35/6 кВ №14 від 15.05.2017 у процесі перевірки були виявлені наступні зауваження:

1. Трансформатор 3Т типу ТМН-2500/35 У1 1977 виробництва, 4Т типу ТМ-3200/35 У1 1956 року виробництва. Трансформатори знаходяться в роботі: 1Т- 41 рік, 4Т – 62 років, що значно перевищує допустимий строк експлуатації (25 років). В процесі довгострокової експлуатації трансформаторів погіршились їх технічні характеристики. Механічне пошкодження корпусу, корозія, часткова деформація деталей.

На трансформаторі 3Т виявлені наступні дефекти:

* Незадовільний стан ущільнювальної резини під кришкою трансформатора;
* Незадовільний стан ущільнювальної резини дискових затворів радіаторів, дискового затвору розширювального баку;
* Незадовільний стан металорукавів, кабелів вторинних ланцюгів релейного захисту і сигналізації трансформатора;
* Теча масла по резиновим ущільнювачам газового реле трансформатора;
* Незадовільний стан дискових затворів радіаторів;
* Корпус трансформатора та радіатори замаслені та пошкоджені корозією;
* Незадовільний стан силікагелю у термосифонних фільтрах;
* Незадовільний стан щебеню під траснформатором.

На трансформаторі 4Т виявлені наступні дефекти:

* Незадовільний стан ущільнювальної резини під кришкою трансформатора;
* Незадовільний стан ущільнювальної резини дискових затворів радіаторів, дискового затвору розширювального баку;
* Незадовільний стан металорукавів, кабелів вторинних ланцюгів релейного захисту і сигналізації трансформатора;
* Теча масла по резиновим ущільнювачам газового реле трансформатора;
* Незадовільний стан дискових затворів радіаторів;
* Корпус трансформатора та радіатори замаслені та пошкоджені корозією;
* Незадовільний стан силікагелю у термосифонних фільтрах;
* Незадовільний стан щебеню під траснформатором.

2. На усіх роз’єднувачах 35 кВ спостерігається зношення елементів механічної частини ізоляційних колонок і втрата пружинних властивостей контактів роз’єднувачів, що приводить к появі ненормативних люфтів і виникненню нагріву контактної частини.

3. Опір контактної системи робочих ножів роз’єднувачів 35 кВ ( Т-34-2, Т-33-1, Т-34-0, Т-33-0) типу РНДЗ-35/1000 складає 210-380 мкОм, при нормативному значенні ≤120 мкОм.

4. Корозійне пошкодження тяг приводу в місцях їхнього приєднання до поворотних колонок і верхніх поворотних механізмів роз’єднувачів 35 кВ, що призводить до утворенню люфтів у роботі приводу і неповного входження контактів роз’єднувача.

5. Спостерігається порушення армовочних швів опорних ізоляторів з утворенням мікротрещин у верхній і нижній частині ізоляторів роз’єднувачів 35 кВ, що при проведенні оперативних перемикань може привести до поломки ізолятора, руйнування обладнання, створенню аварійної ситуації на ПС та нанесенню травм обслуговуючому персоналу.

6. Значення витяжних зусиль (контактних натиснень) рухомих та нерухомих контактів роз’єднувачів 35 кВ складає від 105Н до 148Н при нормативному значенні не менше 176 Н, це свідчить про зношення контактної системи, що може привести до оплавлення контактів та руйнування роз’єднувача.

7. На вентильних розрядники типу РВС-35 спостерігається:

* Зниження струму провідності до 160-170 мкА при нормативному значенні не менше 200 мкА;
* Пошкодження зовнішньої поверхні розрядника.;
* Пошкодження реєстратора спрацювання.

8. На металевих полосах заземлення обладнання до контуру заземлення ПС відсутнє антикорозійне покриття, корозією пошкодження полос заземлення складає 30%.

9. Корозійне пошкодження і розгерметизація ящиків приводів роз’єднувачів, вимикачів 35 кВ, шаф ланцюгів РЗА складає 55%.

10. Залізобетонні стійки під обладнання 35 кВ по усій поверхні мають продольні і поперечні тріщини шириною від 0,5 см до 5,3см і довжиною від 0,1 м до 0,8 м, раковини площею від 5 см2 до 20 см2.

11. Обстеження вимикачів 6 кВ типу ВМГ-10, при виконанні капітальних ремонтів, показує знос приводних механізмів і контактної частини. При виконанні капітального ремонту МВ-6кВ виявлено наявність значних раковин на наконечниках свічок і знос ламелей розеткових контактів, що призводить до збільшення перехідного опору від 100 мкОм до 140 мкОм при нормативному значенні ≤ 55мкОм.

Збільшення перехідного опору викликає додаткові втрати електричної енергії, особливо в режимах короткого замикання (КЗ), це призводить до пошкодження і руйнування вимикача. Збільшення зазорів у з'єднаннях приводного механізму тягне за собою збільшення періодичності виконання технічного обслуговування і регулювання приводів МВ-6 кВ.

У зв'язку з відсутністю запасних частин і неможливістю їх придбання, з причини зняття з виробництва заводами-виробниками масляних вимикачів 6 кВ, типу ВМГ-10, заміна зношених елементів на нові неможлива, а всі виявлені дефекти усуваються силами виробничого персоналу відповідних підрозділів підприємства. Враховуючи вищезазначене, погіршуються регулювальні характеристики, збільшується перехідний опір контактної частини і, як наслідок, зменшується періодичність виконання капітальних ремонтів МВ-6 кВ. Виконання позачергових капітальних ремонтів несе за собою додаткові матеріальні і трудові витрати.

12.Обстеження вимикачів 35кВ типу МКП-35, при виконанні капітальних ремонтів, показує знос приводних механізмів і контактної частини. При виконанні капітального ремонту МВ-35кВ виявлено наявність значних раковин на наконечниках свічок і знос ламелей розеткових контактів, що призводить до збільшення перехідного опору від 350 мкОм до 470 мкОм при нормативному значенні ≤ 310мкОм.

Збільшення перехідного опору викликає додаткові втрати електричної енергії, особливо в режимах короткого замикання (КЗ), це призводить до пошкодження і руйнування вимикача. Збільшення зазорів у з'єднаннях приводного механізму тягне за собою збільшення періодичності виконання технічного обслуговування і регулювання приводів МВ-35кВ.

У зв'язку з відсутністю запасних частин і неможливістю їх придбання, з причини зняття з виробництва заводами-виробниками масляних вимикачів 35кВ, типу МКП-35, заміна зношених елементів на нові неможлива, а всі виявлені дефекти усуваються силами виробничого персоналу відповідних підрозділів підприємства. Враховуючи вищезазначене, погіршуються регулювальні характеристики, збільшується перехідний опір контактної частини і, як наслідок, зменшується періодичність виконання капітальних ремонтів МВ-35кВ. Виконання позачергових капітальних ремонтів несе за собою додаткові матеріальні і трудові витрати.

13. Морально і технічно застаріла база РЗА (електромеханічні реле) призводить до проблем з їхньою експлуатацією у зв’язку зі зняттям з виробництва заводами-виробниками.

14. Строк експлуатації встановленого обладнання перевищує нормативний (25 років).

15. Відповідність експлуатації нормативним документам

- Порушення СОУ-Н ЕЕ 20.302.-2007 «Норми випробувань електообладнання».

- Перевищення нормативного строку експлуатації електрообладнання згідно інструкції заводів виробників (25 років).

16. Висновки.Після проведення технічного аналізу стану обладнання ПС 35/6 кВ №14, комісія дійшла висновку:

* Обладнання ПС вичерпало свій експлуатаційний ресурс;
* Знижена надійність електропостачання споживачів;
* Проведення поточних та капітальних ремонтів потребує значних капіталовкладень;
* Зношеність основних рухомих вузлів приводних механізмів основного комутаційного обладнання.

Для усунення зазначених вище дефектів вимагається технічне переоснащення ПС 35/6 №14.

На основі протоколів ТОВ «Енергорішення» ДП «Вінницький експертно-технічний центр держпраці» було проведено експертизу і отримано висновок №05.09.04-032.18 та 05.09.04-033.18 від 12.04.2018 «Щодо відповідності обладнання підвищеної небезпеки, а саме силового трансформатора 3Т, 4Т трансформаторної підстанції ПС №14 35/6 кВ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки».

За результатами експертної оцінки технічного стану трансформаторів 3Т, 4Т Вінницьким ЕТЦ визначено, що трансформатори не відповідають вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки і знаходяться в незадовільному стані.

Трансформатор 4Т типу ТМ-3200/35 У1 1956 року виробництва був встановлений в серпні місяці 2017 року після пошкодження трансформатору типу ТМ-2500/35. В зв'язку з тим, що трансформатори 3Т та 4Т різні за номінальною потужністю та групою з’єднань, їх неможливо включати на паралельну роботу (через відмінність Uкз – 7% для ТМ-3200/35 та 6,29% для ТМ-2500/35), і при виводі в ремонт одного з трансформаторів необхідно знеструмлювати споживачів, які живяться від даного трансформатору, на час виконання перемикань з виводу в ремонт та вводу в роботу. Для можливості виводу в ремонт трансформаторів без знеструмлення споживачів на ПС №14, зменшення втрат холостого ходу, регулювання напруги необхідно встановити трансформатори одного типу (з РПН) та однієї номінальної потужності.

Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання підстанції, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання, забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії планом розвитку передбачається технічне переоснащення ПС, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління, з заміною МВ на ВВ.

На виконання вимог розділу V (Улаштування вузлів обліку та інших засобів комерційного обліку електричної енергії) Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затверджений Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 311 (в редакції Постанови НКРЕКП від 20.03.2020 № 716) проєктом передбачається:

* організація обліку по стороні 35 кВ; заміна обладнання ВРУ-35;
* заміна обладнання ЗРУ-6 кВ; телемеханіка, телеуправління.

Заплановано:

* монтаж нового обладнання ВРУ-35 кВ, встановлення нових ТС та ТН 35 кВ, монтаж нових роз’єднувачів на стойках УСО Монтаж нового обладнання виконати на стойках УСО;
* ретрофіт в існуючих комірок ЗРУ-6 кВ (виконати заміну існуючих МВ на ВкВ типу виробництва «Schneider Electric» або аналогічні);
* монтаж нових ТН, ТВП, ТВП підключити на секцію;
* заміна ошинування ВРУ-35 кВ;
* по стороні 35 кВ встановити ВкВ типу ВР-35НС виробництва РЗВА або аналогічні;
* виконати перевірку захищеності обладнання ПС від прямих ударів блискавки, при необхідності встановити додаткові блискавковідводи;
* встановити ШОТ, перенести на існуючий ШОТ контрольні кабелі нового обладнання, провести розрахунок ємності батареї, захист приєднань 6 кВ виконати на базі мікропроцесорних блоків захисту виробництва Schneider Electric або аналогічні;
* замінити панель управління МВ 35 кВ, комплектацію визначити проектом, на ТН встановити світлову та звукову сигналізацію цілісності запобіжників;
* заміна силових трансформаторів 35/6 кВ: 3Т типу ТМ-2500/35 на трансформатор типу ТМН-2500/35 У1 та 4Т типу ТМ-3200/35 на трансформатор типу ТМН-2500/35 У1;
* виконати заміну всієї кабельно-провідникової продукції замінених комірок, прокладку кабелів поза приміщенням виконати в кабельних лотках;
* виконати опалення та кондиціювання приміщень;
* виконати заземлення обладнання у відповідності з вимогами нормативної документації;
* виконати охоронну та пожежну сигналізацію;
* виконати заміну прожекторів на ВРУ, ланцюгів зовнішнього освітлення від ЩВП до прожекторів на ВРУ, ліхтарів зовнішнього освітлення ЗРУ, ланцюгів зовнішнього освітлення від ЩВП до ліхтарів (використовувати світлодіодні LED ліхтарі та прожектори), встановити нові ЩО (автомати SchneiderElectric або аналогічні). Другим етапом –заміна силових трансформаторів.

Тобто в результаті компанія забезпечить суттєве підвищення надійності та якісне електропостачання споживачів міста відповідно до категорійності їх струмоприймачів.

Орієнтовний термін виконання робіт за сценарієм 1 – 2021, за сценарієм 2 - 2021-2022 рр. За сценарієм 1 у 2021 р. планується виконати заміну силових трансформаторів 3Т та 4Т. За сценарієм 2 планується виконати заміну обладнання ВРУ-35 кВ, ЗРУ-6 кВ, організацію обліку на стороні 35 кВ, телеміханіки і телеуправління, а також заміну силових трансформаторів 3Т, 4Т.

***11.***[***Технічне переоснащення*** ***ПС-35/6 кВ «Стрічка»***](#стричкатабл81)

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;

2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);

5)розробка планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об’єктів, збільшення їх потужності тощо);

9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

Підстанція розташована в м. Марганець Дніпропетровської області. Введена в експлуатацію в 1972 році.

На підстанції встановлено два силових трансформатори по 6,3 МВА, від яких живиться закритий розподільний пристрій 6 кВ із двома секціями шин.

Споживачами від підстанції є: промислові об’єкти та населення міста.

У 2010 році на підстанції була проведена реконструкція ВРП з заміною масляних вимикачів МВ-35 кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ типу ВР35НС-35-20/1600 У1 виробництва «РЗВА» м. Рівне. В 2015-2016 рр. Виконано заміну силових трансформаторів 35/6 кВ, решта комутаційного обладнання не модернізувалась. Масляні вимикачі типу ВМПП-10 з вбудованими морально та фізично застарілими пружинними приводами потребують заміни на нові вакуумні вимикачі.

Актом технічного опосвідчення обладнання ПС-35/6 кВ «Стрічка» від 22.05.2017 виявлено наступні зауваження:

1. Залізобетонні стійки під обладнання 35 кВ по усій поверхні мають продольні і поперечні тріщини шириною від 0,5 см до 5,3см і довжиною від 0,1 м до 0,8 м, раковини площею від 5 см2 до 20 см2.

2. Обстеження вимикачів 6кВ типу ВМП-10к, при виконанні капітальних ремонтів, показує знос приводних механізмів і контактної частини. При виконанні капітального ремонту МВ-6кВ виявлено наявність значних раковин на наконечниках свічок і знос ламелей розеткових контактів, що призводить до збільшення перехідного опору від 100 мкОм до 140 мкОм при нормативному значенні ≤ 55мкОм.

Збільшення перехідного опору викликає додаткові втрати електричної енергії, особливо в режимах короткого замикання (КЗ), це призводить до пошкодження і руйнування вимикача. Збільшення зазорів у з'єднаннях приводного механізму тягне за собою збільшення періодичності виконання технічного обслуговування і регулювання приводів МВ-6кВ.

У зв'язку з відсутністю запасних частин і неможливістю їх придбання, з причини зняття з виробництва заводами-виробниками масляних вимикачів 6кВ, типу ВМП-10К, заміна зношених елементів на нові неможлива, а всі виявлені дефекти усуваються силами виробничого персоналу відповідних підрозділів підприємства. Враховуючи вищезазначене, погіршуються регулювальні характеристики, збільшується перехідний опір контактної частини і, як наслідок, зменшується періодичність виконання капітальних ремонтів МВ-6кВ. Виконання позачергових капітальних ремонтів несе за собою додаткові матеріальні і трудові витрати.

3. Морально і технічно застаріла база РЗА (електромеханічні реле) на приєднаних комірках 6 кВ призводить до проблем з їхньою експлуатацією у зв’язку зі зняттям з виробництва заводами-виробниками.

4. Строк експлуатації встановленого обладнання перевищує нормативний (25 років).

5. Відповідність експлуатації нормативним документам:

- Порушення СОУ-Н ЕЕ 20.302.-2007 «Норми випробувань електообладнання».

- Перевищення нормативного строку експлуатації електрообладнання згідно інструкції заводів виробників (25 років).

6. Висновки.

Після проведення технічного аналізу стану обладнання ПС-35/6 кВ «Стрічка», комісія дійшла висновку:

* Обладнання ЗРУ-6 кВ підстанції вичерпало свій експлуатаційний ресурс;
* Знижена надійність електропостачання споживачів;
* Проведення поточних та капітальних ремонтів потребує значних капіталовкладень;
* Зношеність основних рухомих вузлів приводних механізмів основного комутаційного обладнання.

Для усунення зазначених вище дефектів, та організації обліку по стороні 35 кВ згідно Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311 (вузол обліку організовується власником електроустановок відповідно до вимог Кодексу на межі балансової належності, а саме по рівню 35 кВ), необхідне технічне переоснащення ПС.

Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання, забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії планом розвитку передбачається технічне переоснащення ПС, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління, з заміною МВ на ВВ, ремонт будівлі підстанції.

На виконання вимог розділу V (Улаштування вузлів обліку та інших засобів комерційного обліку електричної енергії) Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затверджений Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 311 (в редакції Постанови НКРЕКП від 20.03.2020 № 716) проєктом в 2018 році ТОВ «Східенергопроєкт» розроблено проєкт «Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ «Стрічка».

Орієнтовний термін виконання робіт ***2024-2025р.–сценарій 1; 2021р.-сценарій 2***.

***На стороні 35 кВ****:*

* заміна роз'єднувачів РД3-2-35/1000 на DTS-40.5.1000.C.IV.УХЛ1 – 2 компл.;
* монтаж роз׳єднувачів 35 кВ типу DTS-40.5.1000.C.IV.УХЛ1 – 2 комплекта;
* монтаж трансформатора напруги 35 кВ типу TJO 7 35 кВ – 2 трифазних комплекта;
* монтаж обмежувачів перенапруги типу РВА2-54 L5 E2 M7 - 2 трифазних комплекта:
* монтаж трансформаторів струму 35 кВ типу TPO 70.11 40.5 100/5 0.5s/10P/10P - 2 трифазних комплекта;

***На стороні 6 кВ:***

* заміна масляних вимикачів ВМП-10к на вакуумні вимикачі типу BB/TEL-10-20/630 – 9 шт.;
* заміна трансформаторів струму типу ТПЛ-10 на ТПЛУ-10 - 18 шт.;
* заміна трансформаторів напруги типу НТМІ-6 на НАМІ-Е-6 6000/100В 2 шт.;
* монтаж обмежувачів перенапруги типу OCP2-08S-NNN - 2 трифазних комплекта;
* заміна трансформаторів власних потреб типу ТМ-63/6 на ТСЗ-63/6 – 2 шт.;
* монтаж опори шинної 10 кВ – 6 шт.

оганізація автоматизованої системи керування з видачею сигналів на диспетчерський пункт;

організація системи сигналізації пожежної та периметральної охорони.

За сценарієм 1 у 2024 р заплановано виконати роботи по заміні обладнанння 1 секції шин ВРУ-35 кВ та ЗРУ-6 кВ, у 2025 р заплановано виконати роботи по заміні обладнанння 2 секції шин ВРУ-35 кВ та ЗРУ-6 кВ, організація автоматизованої системи керування з видачею сигналів на диспетчерський пункт та організація системи сигналізації пожежної та периметральної охорони.

***12.******[Технічне переоснащення](#цзтабл81" \o "ПС \«ЦЗ\» 35/6 кВ )*** ***[ПС «ЦЗ» 35/6 кВ](#цзтабл81" \o "ПС \«ЦЗ\» 35/6 кВ )***

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;

2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);

8) розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;

9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

Підстанція розташована в смт. Губиниха-1, Новомосковського району, Дніпропетровської області. На підстанції встановлено два силових трансформатори по 4 МВА, від яких живиться закритий розподільний пристрій 6 кВ із двома секціями шин (ком. КСО-203 - 24 шт.).

Споживачами від ПС «ЦЗ» 35/6 кВ є населення, Губиниська селищна рада, ВАТ «Губиниський цукровий завод».

За час експлуатації комутаційне обладнання не модернізувалось.

Актом технічного опосвідчення обладнання ПС «ЦЗ» 35/6 кВ від 17.05.2017 були виявлені наступні зауваження:

1. Трансформатори 1Т, 2Т типу ТМН-4000/35-73У1, 35/61987-1988 року виробництва. Трансформатори знаходяться в роботі: 30 років, що значно перевищує допустимий строк експлуатації (25 років). В процесі довгострокової експлуатації трансформаторів погіршились їх технічні характеристики. Механічне пошкодження корпусу, корозія, часткова деформація деталей.

На трансформаторі 1Т виявлені наступні дефекти:

* Незадовільний стан ущільнювальної резини під кришкою трансформатора;
* Незадовільний стан ущільнювальної резини дискових затворів радіаторів, дискового затвору розширювального баку;
* Незадовільний стан металорукавів, кабелів вторинних ланцюгів релейного захисту і сигналізації трансформатора;
* Теча масла по резиновим ущільнювачам газового реле трансформатора;
* Незадовільний стан дискових затворів радіаторів;
* Корпус трансформатора та радіатори замаслені та пошкоджені корозією;
* Незадовільний стан силікагелю у термосифонних фільтрах;
* Незадовільний стан щебеню під траснформатором.
* На трансформаторі 2Т виявлені наступні дефекти:
* Незадовільний стан ущільнювальної резини під кришкою трансформатора;
* Незадовільний стан ущільнювальної резини дискових затворів радіаторів, дискового затвору розширювального баку;
* Незадовільний стан металорукавів, кабелів вторинних ланцюгів релейного захисту і сигналізації трансформатора;
* Теча масла по резиновим ущільнювачам газового реле трансформатора;
* Незадовільний стан дискових затворів радіаторів;
* Корпус трансформатора та радіатори замаслені та пошкоджені корозією;
* Незадовільний стан силікагелю у термосифонних фільтрах;
* Незадовільний стан щебеню під траснформатором.

2. На усіх роз’єднувачах 35 кВ спостерігається зношення елементів механічної частини ізоляційних колонок і втрата пружинних властивостей контактів роз’єднувачів, що приводить к появі ненормативних люфтів і виникненню нагріву контактної частини.

3. Опір контактної системи робочих ножів роз’єднувачів 35 кВ типу РНДЗ-35/1000 складає 210-380 мкОм, при нормативному значенні ≤120 мкОм.

4. Корозійне пошкодження тяг приводу в місцях їхнього приєднання до поворотних колонок і верхніх поворотних механізмів роз’єднувачів 35 кВ, що призводить до утворенню люфтів у роботі приводу і неповного входження контактів роз’єднувача.

5. Спостерігається порушення армовочних швів опорних ізоляторів з утворенням мікротрещин у верхній і нижній частині ізоляторів роз’єднувачів 35 кВ, що при проведенні оперативних перемикань може привести до поломки ізолятора, руйнування обладнання, створенню аварійної ситуації на ПС та нанесенню травм обслуговуючому персоналу.

6. Значення витяжних зусиль (контактних натиснень) рухомих та нерухомих контактів роз’єднувачів 35 кВ складає від 105Н до 148Н при нормативному значенні не менше 176 Н, це свідчить про зношення контактної системи, що може привести до оплавлення контактів та руйнування роз’єднувача.

7. На вентильних розрядники типу РВС-35 спостерігається:

* Зниження струму провідності до 185-190 мкА при нормативному значенні не менше 200 мкА;
* Пошкодження зовнішньої поверхні розрядника.;
* Пошкодження реєстратора спрацювання.

8. На металевих полосах заземлення обладнання до контуру заземлення ПС відсутнє антикорозійне покриття, корозією пошкодження полос заземлення складає 30%.

9. Корозійне пошкодження і розгерметизація ящиків приводів роз’єднувачів, вимикачів 35 кВ, шаф ланцюгів РЗА складає 55%.

10. Залізобетонні стійки під обладнання 35 кВ по усій поверхні мають сколи і поперечні тріщини шириною від 0,5 см до 5,3см і довжиною від 0,1 м до 0,8 м, раковини площею від 5 см2  до 20 см2.

11. Обстеження вимикачів 10кВ типу ВМП-10, при виконанні капітальних ремонтів, показує знос приводних механізмів і контактної частини. При виконанні капітального ремонту МВ-6кВ виявлено наявність значних раковин на наконечниках свічок і знос ламелей розеткових контактів, що призводить до збільшення перехідного опору від 100 мкОм до 140 мкОм при нормативному значенні ≤ 55мкОм.

Збільшення перехідного опору викликає додаткові втрати електричної енергії, особливо в режимах короткого замикання (КЗ), це призводить до пошкодження і руйнування вимикача. Збільшення зазорів у з'єднаннях приводного механізму тягне за собою збільшення періодичності виконання технічного обслуговування і регулювання приводів МВ-6кВ.

У зв'язку з відсутністю запасних частин і неможливістю їх придбання, з причини зняття з виробництва заводами-виробниками масляних вимикачів 6кВ, типу ВМП-10К, заміна зношених елементів на нові неможлива, а всі виявлені дефекти усуваються силами виробничого персоналу відповідних підрозділів підприємства. Враховуючи вищезазначене, погіршуються регулювальні характеристики, збільшується перехідний опір контактної частини і, як наслідок, зменшується періодичність виконання капітальних ремонтів МВ-6кВ. Виконання позачергових капітальних ремонтів несе за собою додаткові матеріальні і трудові витрати.

1. Обстеження вимикачів 35кВ типу МКП-35, при виконанні капітальних ремонтів, показує знос приводних механізмів і контактної частини. При виконанні капітального ремонту МВ-35кВ виявлено наявність значних раковин на наконечниках свічок і знос ламелей розеткових контактів, що призводить до збільшення перехідного опору від 350 мкОм до 470 мкОм при нормативному значенні ≤ 310мкОм.

Збільшення перехідного опору викликає додаткові втрати електричної енергії, особливо в режимах короткого замикання (КЗ), це призводить до пошкодження і руйнування вимикача. Збільшення зазорів у з'єднаннях приводного механізму тягне за собою збільшення періодичності виконання технічного обслуговування і регулювання приводів МВ-35кВ.

У зв'язку з відсутністю запасних частин і неможливістю їх придбання, з причини зняття з виробництва заводами-виробниками масляних вимикачів 35кВ, типу МКП-35, заміна зношених елементів на нові неможлива, а всі виявлені дефекти усуваються силами виробничого персоналу відповідних підрозділів підприємства. Враховуючи вищезазначене, погіршуються регулювальні характеристики, збільшується перехідний опір контактної частини і, як наслідок, зменшується періодичність виконання капітальних ремонтів МВ-35кВ. Виконання позачергових капітальних ремонтів несе за собою додаткові матеріальні і трудові витрати.

13. Морально і технічно застаріла база РЗА (електромеханічні реле) призводить до проблем з їхньою експлуатацією у зв’язку зі зняттям з виробництва заводами-виробниками.

14. Строк експлуатації встановленого обладнання перевищує нормативний (25 років).

15. Відповідність експлуатації нормативним документам

* Порушення СОУ-Н ЕЕ 20.302.-2007 «Норми випробувань електообладнання».
* Перевищення нормативного строку експлуатації електрообладнання згідно інструкції заводів виробників (25 років).

16. Висновки.Після проведення технічного аналізу стану обладнання ПС, комісія дійшла висновку:

* Обладнання вичерпало свій експлуатаційний ресурс;
* Знижена надійність електропостачання споживачів;
* Проведення поточних та капітальних ремонтів потребує значних капіталовкладень;
* Зношеність основних рухомих вузлів приводних механізмів основного комутаційного обладнання.

Для усунення зазначених вище дефектів вимагається технічне переоснащенняПС.

В 2018 році ТОВ «Східенергопроєкт» розроблено проєкт «Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ «ЦЗ» смт. Губиниха-1, Дніпропетровської області, яким передбачається передбачається технічне переоснащення ПС. На виконання вимог розділу V (Улаштування вузлів обліку та інших засобів комерційного обліку електричної енергії) Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затверджений Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 311 (в редакції Постанови НКРЕКП від 20.03.2020 № 716) проєктом заплановано:

*(2024– сценарій 1, 2022 – сценарій 2)*

*На стороні 35 кВ:*

* заміна роз'єднувача РНД3-2-35/1000 на 2 комплекта DTS-40.5.1000.C.IV.УХЛ1 та 2 коплекти DTS-40.5.1000.А.IV.УХЛ1;
* заміна роз'єднувача РНД3-1-35/1000 на DTS-40.5.1000.А.IV.УХЛ1 – 2 шт.;
* монтаж роз'єднувача DTS-40.5.1000.C.IV.УХЛ1 – 2 шт.;
* монтаж опори шинної 35 кВ – 3 шт.;
* монтаж трансформатора напруги 35 кВ типу TJO 7 35 кВ – 2 комплекта;
* монтаж обмежувачів перенапруги типу РВА2-54 L5 E2 M7 - 2 комплекта;
* монтаж трансформаторів струму 35 кВ типу TPO 70.11 40.5 100/5 0.5s/10P/10P – 2 комплекта;
* заміна масляного вимикача типу МВТ-35-800-125 У1 на вакуумний вимикач типу ВР35НСМ-35-20/1600У1 – 2 шт.;
* заміна розрядників типу РВС-35 на обмежувачі перенапруги типу РВА2-54 L5 E2 M7 – 2 компл.;
* організація обліку по стороні 35 кВ.

***На стороні - 6 кВ:***

* заміна розрядників типу РВО-6 на обмежувачі перенапруги типу OCP2-08S-NNN – 4 компл.;
* заміна роз׳єднувачів типу РВЗ-10 на тип РВЗ-10 – 35 шт.;
* заміна масляних вимикачів типу ВМП-10 на вакуумні вимикачі типу ВР1-10 – 15 шт.;
* заміна трансформаторів струму типу ТПЛ-10 на ТПЛУ-10 - 32 шт.;
* заміна трансформаторів напруги типу НТМІ-6 на типу НАМІ-Е-6 - 2 шт.;
* заміна трансформаторів власних потреб типу ТМ-40/6 - 2 шт. ;
* монтаж опори шинної 10 кВ – 12 шт.
* оганізація автоматизованої системи керування з видачею сигналів на диспетчерський пункт;
* організація системи сигналізації пожежної та периметральної охорони;
* виконати заміну всієї кабельно – провідникової продукції замінених комірок, прокладку кабелів поза приміщенням виконати в кабельних лотках;
* виконати опалення та кондиціювання приміщень;
* виконати заземлення обладнання у відповідності з вимогами нормативної документації;
* виконати охоронну та пожежну сигналізацію;
* виконати заміну прожекторів на ВРУ, ланцюгів зовнішнього освітлення від ЩВП до прожекторів на ВРУ, заміну ліхтарів зовнішнього освітлення ЗРУ, ланцюгів зовнішнього освітлення від ЩВП до ліхтарів (використовувати світлодіодні LED ліхтарі та прожектори), встановити нові ЩО (автомати SchneiderElectric або аналогічні);
* телемеханізація підстанції, що дозволяє збирати, передавати інформацію про функціонування об’єктів електричної мережі, а також передавати команди диспетчерського управління, поліпшити загальну надійність енергосистеми і підвищується якість обслуговування споживачів;

Заміна силових трансформаторів передбачається на наступні роки.

Тобто в результаті компанія забезпечить суттєве підвищення надійності та якісне електропостачання споживачів міста відповідно до категорійності їх струмоприймачів.

***13.******[Технічне переоснащення](#нвцзтабл81" \o "ПС \«НВ-ЦЗ\» 35/6 кВ)*** ***[ПС «НВ-ЦЗ» 35/6 кВ](#нвцзтабл81" \o "ПС \«НВ-ЦЗ\» 35/6 кВ)***

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;

2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);

3)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії;

8) розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;

9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

Підстанція розташована в с. Козирщина (с. Комінтерн), Дніпропетровської області, живиться підстанція по ПЛ-35 кВ відгалуження від ПЛ-35 кВ Л-578.

На підстанції встановлений трансформатор 35/6 кВ 1800 кВА, від якого живиться закритий розподільний пристрій 6 кВ. Споживачем є КП «Райводоканал».

Обладнання, що використовується дотепер в мережах 35 кВ та підлягає повній чи частковій заміні, знаходиться в експлуатації тривалий термін (52 роки), що викликає постійну небезпеку виходу його з ладу, і, як наслідок, зниження надійності подачі електроенергії населенню і підприємствам, збільшенню ризику травматизму виробничого персоналу, загрози екології на території енергооб’єкту.

Для досягнення поставлених цілей, заходом передбачається заміна фізично та морально зношеного обладнання на сучасне з покращеними технічними характеристиками, що в певній мірі зменшують витрати і збільшують доходи підприємства (скорочення втрат енергії безпосередньо в новому електрообладнанні, скорочення витрат на паливо через зменшення виїздів ремонтних бригад, покращення показників SAIDI та SAIFI в розподільній мережі).

Згідно Акту технічного опосвідчення електрообладнання ВРП-35 кВ ПС «НВ-ЦЗ» 35/6 кВ від 02.03.2019 року були виявлені наступні зауваження:

* + 1. На роз’єднувачі 35 кВ Л-578-0 типу РНДЗ-2-35/1000 У1 спостерігається зношення елементів механічної частини ізоляційних колонок і втрата пружинних властивостей контактів роз’єднувачів, що приводить к появі ненормативних люфтів і виникненню нагріву контактної частини, що було виявлено на кріпленнях ламелей роз’єднувачів.
    2. Опір контактної системи робочих ножів роз’єднувача 35 кВ Л-578-0 типу РНДЗ-2-35/1000 У1 складає 220-350 мкОм, при нормативному значенні ≤120 мкОм.
    3. Корозійне пошкодження тяг приводу в місцях їхнього приєднання до поворотних колонок і верхніх поворотних механізмів роз’єднувачів 35 кВ, що призводить до утворенню люфтів у роботі приводу і неповного входження контактів роз’єднувача.
    4. Спостерігається порушення армовочних швів опорних ізоляторів з утворенням мікротрещин у верхній і нижній частині ізоляторів роз’єднувачів 35 кВ, що при проведенні оперативних перемикань може привести до поломки ізолятора, руйнування обладнання, створенню аварійної ситуації на ПС та нанесенню травм обслуговуючому персоналу.
    5. Значення витяжних зусиль (контактних натиснень) рухомих та нерухомих контактів роз’єднувача 35 кВ Л-578-0 типу РНДЗ-2-35/1000 У1 складає від 110Н до 150Н при нормативному значенні не менше 176 Н, це свідчить про зношення контактної системи, що може привести до оплавлення контактів та руйнування роз’єднувача.
    6. На металевих полосах заземлення обладнання до контуру заземлення ПС відсутнє антикорозійне покриття, корозією пошкодження полос заземлення складає 30%.
    7. Корозійне пошкодження і розгерметизація ящиків приводів роз’єднувачів, вимикачів 35 кВ, шаф ланцюгів РЗА складає 55%.
    8. Залізобетонні стійки під обладнання 35 кВ по усій поверхні мають сколи і поперечні тріщини шириною від 0,5 см до 5,3см і довжиною від 0,1 м до 0,8 м, раковини площею від 5 см2 до 20 см2.
    9. Обстеження вимикачів 35кВ типу МВТ-35/800, при виконанні капітальних ремонтів, показує знос приводних механізмів і контактної частини. При виконанні капітального ремонту МВ-35 кВ виявлено наявність значних раковин на наконечниках свічок і знос ламелей розеткових контактів, що призводить до збільшення перехідного опору від 360 мкОм до 440 мкОм при нормативному значенні ≤ 310мкОм.
    10. Морально і технічно застаріла база РЗА (електромеханічні реле) призводить до проблем з їхньою експлуатацією у зв’язку зі зняттям з виробництва заводами-виробниками.
    11. Термін експлуатації встановленого обладнання перевищує нормативний (25 років).

У зв’язку з відсутністю запасних частин і неможливістю їх придбання, з причини зняття з виробництва заводами-виробниками масляних вимикачів 35кВ, типу МВТ-35, роз’єднувачів 35 кВ, типу РНДЗ-35, заміна зношених елементів на нові неможлива, а всі виявлені дефекти усуваються силами виробничого персоналу відповідних підрозділів підприємства. Враховуючи вищезазначене, погіршуються регулювальні характеристики, збільшується перехідний опір контактної частини і, як наслідок, зменшується періодичність виконання поточних та капітальних ремонтів. Виконання позачергових поточних та капітальних ремонтів несе за собою додаткові матеріальні і трудові витрати.

Вищезазначені дефекти, які були виявлені при аналізі технічної документації, протоколів проведених вимірювань та візуальному огляді електрообладнання підстанції суперечать вимогам нормативних документів, а саме:

* + 1. Порушення п.15.4.1 «Вимірювання опору контактної системи роз’єднувачів та відокремлювачів» СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 «Норми випробування електрообладнання».
    2. Порушення п. 15.5 «Вимірювання витягувальних зусиль рухомих контактів з нерухомими» СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 «Норми випробування електрообладнання».
    3. Порушення п. 4.2.23 «Правила улаштування електроустановок».
    4. Перевищення нормативного терміну експлуатації електрообладнання відповідно до інструкцій заводів-виробників (25 років).

Для визначення технічного стану силового трансформатору 1Т на ПС «НВ-ЦЗ» 35/6 кВ, у 2017 році ТОВ «Енергорішення» ДП «Вінницький експертно-технічний центр Держпраці» було проведено експертизу і отримано висновок №05.09.04-122.17 від 27.12.2017 р. «Щодо відповідності обладнання підвищеної небезпеки, а саме силового трансформатора 1Т типу ТМ-1800/35 трансформаторної підстанції ПС-35/6 кВ «НВ-ЦЗ» ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки».

За результатами експертної оцінки технічного стану трансформатора 1Т Вінницьким ЕТЦ визначено, що трансформатор не відповідає вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки і знаходиться в незадовільному стані.

Для забезпечення сталого функціонування підстанції, ТОВ «СХІДЕНЕРГОПРОЄКТ» у 2018 році розроблено проєктно-кошторисну документацію «Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ «НВ-ЦЗ» с. Комінтерн, Дніпропетровської обл.».

На виконання вимог розділу V (Улаштування вузлів обліку та інших засобів комерційного обліку електричної енергії) Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затверджений Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 311 (в редакції Постанови НКРЕКП від 20.03.2020 № 716) проєктом передбачено реконструкцію ВРУ-35 кВ, організація обліку по стороні 35кВ, організація автоматизованої системи керування з видачею сигналів на диспетчерський пунктҐ, організація пожеженої та периметральної охорони:

* Заміна масляного вимикача 35 кВ типу МВТ-35/800 на вакуумний вимикач.
* Заміна розрядників РВС-35 кВ на обмежувачі перенапруг типу PBA2-54 L5 E2 M7 – 1 компл.;
* Заміна трансформаторів струму типу TPO 70.11 40 – 6 шт..
* Встановлення трансформаторів напруги типу TJO 7 – 1 компл.;
* Заміна роз’єднувача 35 кВ РНДЗ-2-35/1000 У1 на DTS-40.5.1000.C.IV УХЛ1 – 1шт.;
* Організація обліку по стороні 35 кВ;
* Заміна силового трансформатора 35/6 кВ типу ТМ-1800/35 на трансформатор типу ТМН-1600/35 У1 – 1 шт.;
* оганізація автоматизованої системи керування з видачею сигналів на диспетчерський пункт;
* організація системи сигналізації пожежної та периметральної охорони.

Розробка ПКД на заміну силового трансформатора виконується в 2020 році.

Тобто в результаті компанія забезпечить суттєве підвищення надійності та якісне електропостачання споживачів міста відповідно до категорійності їх струмоприймачів.

Орієнтовний термін виконання робіт за сценарієм 1 - 2022-2023р. , за сценарієм 2 - 2022 р. За сценарієм 1 у 2022р планується виконати заміну силового трансформатора 1Т, а у 2023 р. роботи по заміні обладнання ВРУ-35 кВ, організація обліку 35 кВ, телеміханіки і телеуправління та системи сигналізації пожежної та периметральної охорони.

***14.******[Технічне переоснащення](#палмаштабл81" \o "ПС-35/6 кВ \«Палмаш\»)*** ***[ПС-35/6 кВ «Палмаш»](#палмаштабл81" \o "ПС-35/6 кВ \«Палмаш\»)***

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;

2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);

3)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії;

8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;

9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

Підстанція розташована в м. Павлоград Дніпропетровської області. Знаходиться в експлуатації з 1973 року. ПС-35/6 кВ «Палмаш» - двотрансформаторна підстанція, на якій встановлено 2 трансформатора ТДНС-10000/35/6, від якої живляться промислові об’єкти міста.

У 2013 році на підстанції проведено реконструкцію: встановлено нові лінійні, секційні роз’єднувачі 35 кВ, трансформатори струму виробництва АВВ 600/5, ОПНп-35, встановлено сучасний релейний захист по 35 кВ на базі мікропроцесорних блоків «Діамант», змонтовано шафу оперативного струму.

Обладнання ЗРУ-6 кВ підстанції морально та фізично застаріле, потребує заміни морально і фізично застарілих комутаційних апаратів в ввідних комірках та в комірках ЛЕП, що живлять споживачів, встановлено масляні вимикачі ВМГ-133 з пружинними приводами ПП-67, які вичерпали строк служби, морально застарілі, потребують великих капітальних та часових затрат на їх обслуговування. Захист комірок виконано на морально застарілих механічних реле. Акт технічного опосвідчення обладнання підстанції від 22.05.2017.

Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання, підвищення надійності енергопостачання споживачів та на виконання вимог розділу V (Улаштування вузлів обліку та інших засобів комерційного обліку електричної енергії) Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затверджений Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 311 (в редакції Постанови НКРЕКП від 20.03.2020 № 716) планом розвитку планується технічне переоснащення ПС з організацією обліку по стороні 35 кВ. Існуючий облік по 6 кВ (розрахунковий, не відповідає вимогам ККОЕЕ ) – не на межі балансовоі належностті, потребує додаткових розрахунків. Трансформатори струму існуючі 600/5 потребують заміни на 300/5.

В 2018 році ПАТ ПТІ «Київоргбуд» розроблено проект «Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ «Палмаш».

***На стороні 35 кВ****:*

* організація обліку по стороні 35 кВ;
* заміна трансформаторів струму типу ТРО70.11 **600/5/5/5** на 2 трифазних комплекта типу **ТРО.7 300/5/5/5/5;**
* монтаж трансформаторів напруги типу TJO 7, 05/6Р - 2 компл.;
* монтаж роз׳єднувачівтипу DTS 40,5.1000A.IVУХЛ1 – 2 шт.;
* монтаж обмежувачів перенапруги типу ОСП2-41М-NFF – 2 компл.

***На стороні 6 кВ****:*

* заміна існуючих комірок КСО-2У на комірки типу MVC (КСО) в ЗРУ–6 кВ- 22 шт.;
* телемеханіка, телеуправління, охоронна та пожежна сигналізація.
* захист приєднань 6 кВ виконати на базі мікропроцесорних блоків захисту виробництва SchneiderElectric або аналогічні;
* замінити панель управління Т-61, Т-62;
* виконати заміну всієї кабельно–провідникової продукції замінених комірок;
* виконати заміну прожекторів на ВРУ, ланцюгів зовнішнього освітлення від ЩВП до прожекторів на ВРУ, заміну проводки у приміщенні ЗРУ-6 кВ, заміну ліхтарів зовнішнього освітлення, ЩО;
* ремонт будівлі ЗРУ-6 кВ.

Орієнтовний термін виконання робіт за сценарієм 2 - 2025 р.

.

***15.******[Технічне переоснащення ПС «Сельстрой»](#сельстройтабл81" \o "ПС-35/10 кВ \"Сельстрой\)***

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;

2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);

3)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії;

8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;

9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 311.

ПС-35/10 кВ «Сельстрой» розташована в с.Партизанське придбана та введена в експлуатацію в 2006 році. З моменту вводу в експлуатацію реконструкція основного обладнання та будівельної частини не проводилась.

Згідно Акту технічного опосвідчення електрообладнання ВРП-35 кВ, ЗРУ-10 кВ ПС 35/10 кВ «Сельстрой» від 15.04.2020 року були виявлені наступні зауваження:,

1. На роз’єднувачах 35 кВ Л-561-0, Л-562-0, Л-561-1, Л-562-1, Т-31-1, С-31-1, Т-32-2, С-31-2 типу РНДЗ-35-1000, спостерігається зношення елементів механічної частини ізоляційних колонок і втрата пружинних властивостей контактів роз’єднувачів, що приводить к появі ненормативних люфтів і виникненню нагріву контактної частини, що було виявлено на кріпленнях ламелей роз’єднувачів.

2. Опір контактної системи робочих ножів роз’єднувачів 35 кВ Л-561-0, Л-562-0, Л-561-1, Л-562-1, Т-31-1, С-31-1, Т-32-2, С-31-2 типу РНДЗ-35-1000 складає 160-240 мкОм, при нормативному значенні ≤120 мкОм.

3. Корозійне пошкодження тяг приводу в місцях їхнього приєднання до поворотних колонок і верхніх поворотних механізмів роз’єднувачів 35 кВ, що призводить до утворенню люфтів у роботі приводу і неповного входження контактів роз’єднувачів.

4. Спостерігається порушення армовочних швів опорних ізоляторів з утворенням мікротрещин у верхній і нижній частині ізоляторів роз’єднувачів 35 кВ, що при проведенні оперативних перемикань може привести до поломки ізолятора, руйнування обладнання, створенню аварійної ситуації на ПС та нанесенню травм обслуговуючому персоналу.

5. Значення витяжних зусиль (контактних натиснень) рухомих та нерухомих контактів роз’єднувачів 35 Л-561-0, Л-562-0, Л-561-1, Л-562-1, Т-31-1, С-31-1, Т-32-2, С-31-2 типу РНДЗ-35-1000 складає від 135Н до 165Н при нормативному значенні не менше 176 Н, це свідчить про зношення контактної системи, що може привести до оплавлення контактів та руйнування роз’єднувачів.

6. На металевих полосах заземлення обладнання до контуру заземлення ПС відсутнє антикорозійне покриття, корозією пошкодження полос заземлення складає 30%.

7. Корозійне пошкодження і розгерметизація ящиків приводів роз’єднувачів, вимикачів 35 кВ, шаф ланцюгів РЗА складає 55%.

8. Залізобетонні стійки під обладнання 35 кВ по усій поверхні мають продольні і поперечні тріщини шириною від 0,5 см до 5,3см і довжиною від 0,1 м до 0,8 м, раковини площею від 5 см2 до 20 см2.

9. Обстеження вимикачів 35кВ типу ВМ-35, ВТ-35, при виконанні капітальних ремонтів, показує знос приводних механізмів і контактної частини. При виконанні капітального ремонту МВ-35 кВ виявлено наявність значних раковин на наконечниках свічок і знос ламелей розеткових контактів, що призводить до збільшення перехідного опору від 360 мкОм до 430 мкОм при нормативному значенні ≤ 310мкОм.

Збільшення перехідного опору викликає додаткові втрати електричної енергії, особливо в режимах короткого замикання (КЗ), це призводить до пошкодження і руйнування вимикача. Збільшення зазорів у з'єднаннях приводного механізму тягне за собою збільшення періодичності виконання технічного обслуговування і регулювання приводу МВ-35 кВ.

10. Обстеження вимикачів 10 кВ типу ВМП-10К, при виконані капітальних ремонтів, показує знос приводних механізмів і контактної частини. При виконанні капітального ремонту МВ-6 кВ виявлено наявність значних раковин на наконечниках свічок і знос ламалей розеткових контактів, що призводить до збільшення перехідного опору від 100 мкОМ до 140 мкОм при нормативному значені ≤ 55 мкОм.

Збільшення перехідного опору викликає додаткові втрати електричної енергії, особливо в режимах короткого замикання (КЗ), це призводить до пошкодження і руйнування вимикача. Збільшення зазорів у з’єднаннях приводного механізму тягне за собою збільшення періодичності виконання технічного обслуговування і регулювання приводів МВ-6 кВ.

11. Морально і технічно застаріла база РЗА (електромеханічні реле) призводить до проблем з їхньою експлуатацією у зв’язку зі зняттям з виробництва заводами-виробниками.

12. Термін експлуатації встановленого обладнання перевищує нормативний (25 років).

У зв'язку з відсутністю запасних частин і неможливістю їх придбання, з причини зняття з виробництва заводами-виробниками масляних вимикачів 35 кВ, типу ВМ-35, ВТ-35, роз’єднувачів Л-561-0, Л-562-0, Л-561-1, Л-562-1, Т-31-1, С-31-1, Т-32-2, С-31-2 типу РНДЗ-35-1000, масляних вимикачів 10 кВ типу ВМП-10К заміна зношених елементів на нові неможлива, а всі виявлені дефекти усуваються силами виробничого персоналу відповідних підрозділів підприємства. Враховуючи вищезазначене, погіршуються регулювальні характеристики, збільшується перехідний опір контактної частини і, як наслідок, зменшується періодичність виконання капітальних ремонтів МВ-35 кВ, 6 кВ, роз’єднувачів 35 кВ. Виконання позачергових капітальних ремонтів несе за собою додаткові матеріальні і трудові витрати.

Вищезазначені дефекти, які були виявлені при аналізі технічної документації, протоколів проведених вимірювань та візуальному огляді електрообладнання підстанції суперечать вимогам нормативних документів, а саме:

1. Порушення п.15.4.1 «Вимірювання опору контактної системи роз’єднувачів та відокремлювачів» СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 «Норми випробування електрообладнання».

2. Порушення п. 15.5 «Вимірювання витягувальних зусиль рухомих контактів з нерухомими» СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 «Норми випробування електрообладнання».

3. Порушення п. 4.2.23 «Правила улаштування електроустановок».

4. Перевищення нормативного терміну експлуатації електрообладнання відповідно до інструкцій заводів-виробників (25 років).

В зв’язку з відсутністю обслуговуючого персоналу ПС-35/10 кВ «Сельстрой» та віддаленим місцем розташування необхідно впровадити комплекс АСДТК на ПС-35/10 кВ «Сельстрой», що забезпечить наступні роботи обслуговуючому персоналу ДнРЕМ:

1.Включення та відключення з диспетчерського робочого місця ОДГ ДнРЕМ комутаційних апаратів комірок ПС-35/10 кВ «Сельстрой».

2. Вивід сигналізації на робочий комп’ютер диспетчера наступних сигналів:

а) положення комутаційних апаратів;

б) спрацювання захисту:

- струмової відсічки;

- максимально - струмового захисту;

- однофазного замикання на «землю» та ін.;

в) охоронну сигналізацію та пожежну сигналізацію ПС-35/10 кВ «Сельстрой»;

3. Вивід показників телевимірювання струму та напруги на робочий комп’ютер диспетчера ОДГ ДнРЕМ.

Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання підстанції, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання, підвищення надійності енергопостачання споживачів, необхідно виконати технічне переоснащення ПС. На виконання вимог розділу V (Улаштування вузлів обліку та інших засобів комерційного обліку електричної енергії) Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затверджений Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 311 (в редакції Постанови НКРЕКП від 20.03.2020 № 716) проєктом передбачити організацію обліку на підстанції.

Орієнтовний термін розробки проектно-кошторисної документації за сценарієм 2 – 2023р., виконання робіт – 2024-2025рр.

***16.******[Технічне переоснащення](#нмфтабл81" \o "ПС-35/10 кВ \«НМФ\»)*** ***[ПС-35/10 «НМФ»](#нмфтабл81" \o "ПС-35/10 кВ \«НМФ\»)***

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;

2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);

8) розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;

9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

Підстанція розташована в місті Новомосковськ, Дніпропетровської області. На підстанції встановлено два силових трансформатори по 4 МВА, від яких живиться закритий розподільний пристрій 10 кВ із двома секціями шин.

Споживачами від підстанції є Новомосковська Меблева фабрика, Кабельний завод, завод харчових продуктів та АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ».

За час експлуатації комутаційне обладнання не модернізувалось.

Актом технічного опосвідчення обладнання ПС-35/10 кВ «НМФ» від 17.05.2017 виявлено наступні зауваження:

1.Трансформатори 1Т и 2Т типу ТМН-4000/35 У1 1984 виробництва. Трансформатори знаходяться в роботі 34 роки, що значно перевищує допустимий строк експлуатації (25 років). В процесі довгострокової експлуатації трансформаторів погіршились їх технічні характеристики. Механічне пошкодження корпусу, корозія, часткова деформація деталей. Величина фізичного зносу складає 75%.

На трансформаторі 1Т виявлені наступні дефекти:

Незадовільний стан приводу РПН;

Незадовільний стан ущільнювальної резини під кришкою трансформатора;

Незадовільний стан ущільнювальної резини дискових затворів радіаторів, дискового затвору розширювального баку;

Незадовільний стан металорукавів, кабелів вторинних ланцюгів релейного захисту і сигналізації трансформатора;

Теча масла по резиновим ущільнювачам газового реле трансформатора;

Незадовільний стан дискових затворів радіаторів;

Корпус трансформатора та радіатори замаслені та пошкоджені корозією;

Незадовільний стан силікагелю у термосифонних фільтрах;

* Незадовільний стан щебеню під траснформатором.
* На трансформаторі 2Т виявлені наступні дефекти:
* Теча масла з РПН;
* Незадовільний стан ущільнювальної резини під кришкою трансформатора;
* Незадовільний стан ущільнювальної резини дискових затворів радіаторів, дискового затвору розширювального баку;
* Незадовільний стан металорукавів, кабелів вторинних ланцюгів релейного захисту і сигналізації трансформатора;
* Теча масла по резиновим ущільнювачам газового реле трансформатора;
* Незадовільний стан дискових затворів радіаторів;
* Корпус трансформатора та радіатори замаслені та пошкоджені корозією;
* Незадовільний стан силікагелю у термосифонних фільтрах;
* Незадовільний стан щебеню під траснформатором.

2. На усіх роз’єднувачах 35 кВ спостерігається зношення елементів механічної частини ізоляційних колонок і втрата пружинних властивостей контактів роз’єднувачів, що приводить к появі ненормативних люфтів і виникненню нагріву контактної частини.

3. Опір контактної системи робочих ножів роз’єднувачів 35 кВ типу РНДЗ-35/1000 складає 210-380 мкОм, при нормативному значенні ≤120 мкОм.

4. Корозійне пошкодження тяг приводу в місцях їхнього приєднання до поворотних колонок і верхніх поворотних механізмів роз’єднувачів 35 кВ, що призводить до утворенню люфтів у роботі приводу і неповного входження контактів роз’єднувача.

5. Спостерігається порушення армовочних швів опорних ізоляторів з утворенням мікротрещин у верхній і нижній частині ізоляторів роз’єднувачів 35 кВ, що при проведенні оперативних перемикань може привести до поломки ізолятора, руйнування обладнання, створенню аварійної ситуації на ПС та нанесенню травм обслуговуючому персоналу.

6. Значення витяжних зусиль (контактних натиснень) рухомих та нерухомих контактів роз’єднувачів 35 кВ складає від 110 Н до 126 при нормативному значенні не менше 176 Н, це свідчить про зношення контактної системи, що може привести до оплавлення контактів та руйнування роз’єднувача.

7. На вентильних розрядники типу РВС-35 спостерігається:

* Зниження струму провідності до 180-190 мкА при нормативному значенні не менше 200 мкА;
* Пошкодження зовнішньої поверхні розрядника.;
* Пошкодження реєстратора спрацювання.

8. На металевих полосах заземлення обладнання до контуру заземлення ПС відсутнє антикорозійне покриття, корозією пошкодження полос заземлення складає 30%.

9. Корозійне пошкодження і розгерметизація ящиків приводів роз’єднувачів, вимикачів 35 кВ, шаф ланцюгів РЗА складає 55%.

10. Залізобетонні стійки під обладнання 35 кВ по усій поверхні мають продольні і поперечні тріщини шириною від 0,5 см до 5,3см і довжиною від 0,1 м до 0,8 м, раковини площею від 5 см2 до 20 см2.

11. Обстеження вимикачів 10кВ типу ВМПП-10, при виконанні капітальних ремонтів, показує знос приводних механізмів і контактної частини. При виконанні капітального ремонту МВ-6кВ виявлено наявність значних раковин на наконечниках свічок і знос ламелей розеткових контактів, що призводить до збільшення перехідного опору від 100 мкОм до 140 мкОм при нормативному значенні ≤ 55мкОм.

Збільшення перехідного опору викликає додаткові втрати електричної енергії, особливо в режимах короткого замикання (КЗ), це призводить до пошкодження і руйнування вимикача. Збільшення зазорів у з'єднаннях приводного механізму тягне за собою збільшення періодичності виконання технічного обслуговування і регулювання приводів МВ-6кВ.

У зв'язку з відсутністю запасних частин і неможливістю їх придбання, з причини зняття з виробництва заводами-виробниками масляних вимикачів 6кВ, типу ВМП-10К, заміна зношених елементів на нові неможлива, а всі виявлені дефекти усуваються силами виробничого персоналу відповідних підрозділів підприємства. Враховуючи вищезазначене, погіршуються регулювальні характеристики, збільшується перехідний опір контактної частини і, як наслідок, зменшується періодичність виконання капітальних ремонтів МВ-6кВ. Виконання позачергових капітальних ремонтів несе за собою додаткові матеріальні і трудові витрати.

12.Обстеження вимикачів 35кВ типу С-35/1000, при виконанні капітальних ремонтів, показує знос приводних механізмів і контактної частини. При виконанні капітального ремонту МВ-35кВ виявлено наявність значних раковин на наконечниках свічок і знос ламелей розеткових контактів, що призводить до збільшення перехідного опору від 380 мкОм до 450 мкОм при нормативному значенні ≤ 310мкОм.

Збільшення перехідного опору викликає додаткові втрати електричної енергії, особливо в режимах короткого замикання (КЗ), це призводить до пошкодження і руйнування вимикача. Збільшення зазорів у з'єднаннях приводного механізму тягне за собою збільшення періодичності виконання технічного обслуговування і регулювання приводів МВ-35кВ.

У зв'язку з відсутністю запасних частин і неможливістю їх придбання, з причини зняття з виробництва заводами-виробниками масляних вимикачів 35кВ, типу МКП-35, заміна зношених елементів на нові неможлива, а всі виявлені дефекти усуваються силами виробничого персоналу відповідних підрозділів підприємства. Враховуючи вищезазначене, погіршуються регулювальні характеристики, збільшується перехідний опір контактної частини і, як наслідок, зменшується періодичність виконання капітальних ремонтів МВ-35кВ. Виконання позачергових капітальних ремонтів несе за собою додаткові матеріальні і трудові витрати.

13. Морально і технічно застаріла база РЗА (електромеханічні реле) призводить до проблем з їхньою експлуатацією у зв’язку зі зняттям з виробництва заводами-виробниками.

14. Строк експлуатації встановленого обладнання перевищує нормативний (25 років).

15. Відповідність експлуатації нормативним документам

- Порушення СОУ-Н ЕЕ 20.302.-2007 «Норми випробувань електообладнання».

- Перевищення нормативного строку експлуатації електрообладнання згідно інструкції заводів виробників (25 років).

16. Висновки.

Після проведення технічного аналізу стану обладнання ПС-35/10 кВ «НМФ», комісія дійшла висновку:

Обладнання ПС вичерпало свій експлуатаційний ресурс;

Знижена надійність електропостачання споживачів;

Проведення поточних та капітальних ремонтів потребує значних капіталовкладень;

Зношеність основних рухомих вузлів приводних механізмів основного комутаційного обладнання.

Для усунення зазначених вище дефектів вимагається технічне переоснащення ПС.

На основі протоколів ТОВ «Енергорішення» ДП «Вінницький експертно-технічний центр держпраці» було проведено експертизу і отримано висновок №05.09.04-034.18 та 05.09.04-035.18 «Щодо відповідності обладнання підвищеної небезпеки, а саме силових трансформаторів 1Т, 2Т трансформаторної підстанції ПС 35/10 кВ «НМФ» ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки».

За результатами експертної оцінки технічного стану трансформатори 1Т, 2Т Вінницьким ЕТЦ визначено, що трансформатори не відповідають вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки і знаходяться в незадовільному стані.

Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання, забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії планом розвитку передбачається технічне переоснащення ПС, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління, з заміною МВ на ВВ. Проєктом передбачається:

* організація обліку по стороні 35 кВ;
* заміна обладнання ВРУ-35;
* заміна силових трансформаторів;
* заміна обладнання ЗРУ-10 кВ;
* телемеханіка, телеуправління виконується в четверту чергу.

Заплановано:

* монтаж нового обладнання ВРУ-35 кВ, встановлення нових ТС та ТН 35 кВ, монтаж нових роз’єднувачів на стойках УСО Монтаж нового обладнання виконати на стойках УСО;
* ретрофіт в існуючих комірок ЗРУ-10 кВ (виконати заміну існуючих МВ на ВкВ типу виробництва «Schneider Electric» або аналогічні);
* монтаж нових ТН-10 кВ, ТВП. ТВП підключити на секцію;
* заміна ошинування ВРУ-35 кВ;
* заміна силових трансформаторів 35/10 кВ 1Т, 2Т типу ТМН-4000-35/75-У1 на трансформатори типу ТМН-4000/35 У1;
* заміна вимикачів 35 кВ на вакуумні типу ВР-35НС виробництва РЗВА або аналогічні;
* заміна (встановлення ) роз’єднувачів – 8 шт.;
* заміна розрядників на ОПН – 6 шт.;
* встановлення ТН 35 кВ – 2 компл.;
* заміна трансформаторів струму – 6 шт.;
* виконати перевірку захищеності обладнання ПС від прямих ударів блискавки, при необхідності встановити додаткові блискавковідводи;
* встановити ШОТ, перенести на існуючий ШОТ контрольні кабелі нового обладнання, провести розрахунок ємності батареї;
* захист приєднань 10кВ на базі мікропроцесорних блоків захисту виробництва Schneider Electric або аналогічні;
* замінити панель управління Т-11, Т-12, комплектацію визначити проєктом, на ТН встановити світлову та звукову сигналізацію цілісності запобіжників;
* виконати заміну всієї кабельно – провідникової продукції замінених комірок, прокладку кабелів поза приміщенням виконати в кабельних лотках;
* виконати опалення та кондиціювання приміщень;
* виконати заземлення обладнання у відповідності з вимогами нормативної документації;
* виконати охоронну та пожежну сигналізацію;
* виконати заміну прожекторів на ВРУ, ланцюгів зовнішнього освітлення від ЩВП до прожекторів на ВРУ, виконати заміну ліхтарів зовнішнього освітлення ЗРУ, ланцюгів зовнішнього освітлення від ЩВП до ліхтарів. (використовувати світлодіодні LED ліхтарі та прожектори, в’становити нові ЩО (автомати SchneiderElectric або аналогічні).

Телемеханізація підстанції дозволяє збирати, передавати інформацію про функціонування об’єктів електричної мережі, а також передавати команди диспетчерського управління, поліпшити загальну надійність енергосистеми і підвищується якість обслуговування споживачів.

Орієнтовний термін розробки проектно-кошторисної документації за сценарієм – 2024р., виконання робіт – 2025 р.

***17.*** ***[Реконструкція](#мкртабл81" \o "ПЛ-35 кВ Л-МКР-31)*** ***[ПЛ-35 кВ Л-МКР-31](#мкртабл81" \o "ПЛ-35 кВ Л-МКР-31)***

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;

2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);

3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії.

ПЛ-35 кВ Л-МКР-31 від ПС «Девладове-тягова» ПАТ «Укрзалізниця» до ПС «Макорти» 35/6 кВ с. Макорти, Софіївський р-н, Дніпропетровська обл., одноколова, побудована в 1971 році протяжністю 17,82 км, виконана проводом АС-70.

По лінії Л-МКР-31 підключені ПС «Макорти-1» (ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»), ПС «Макорти-2» (Радгосп «Саксаганський») та ПС «Криничувата» (АТ ДТЕК «ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»).

Споживачи, що живляться:

* від ПС «Макорти-1» - П`ятихатський водоканал та ДУ «Софіївська виправна колонія»;
* від ПС «Макорти-2» - Ордовасилівська сільська Рада, очисні споруди, насоси 1-го та 2-го під`ємів води, населення с. Мар`ївка, вежі «Лайф-стел» та «Водафон».

Опори ПЛ-35 кВ Л-МКР-31 знаходяться у незадовільному стані із-за тривалого терміну експлуатації. Всі опори, що проміжні що анкерно-кутові – металеві решітчасті зварні в загальній кількості 101шт (частково присутні типу «Рюмка»).

За період експлуатації зменшено поперечний переріз розрахункових елементів металевих опор в результаті суцільної корозії більше ніж на 25% (на ділянках зіткнення з грунтом або бетоном більше ніж на 85%), Опори знаходяться у незадовільному стані із-за тривалого терміну експлуатації. (СОУ-Н ЕЕ 20.571:2007, частина 1, таблиця А.1, п.1.2 (1-3), п.1.5 (1-10).

Контури заземлення пошкоджені корозією на 30% (на ділянках зіткнення із ґрунтом або бетоном на 85-95%). (СОУ-Н ЕЕ 20.571:2007, частина 2, п.11.12). Необхідна заміна дроту, блискавкозахисного тросу, заміна фарфорової ізоляції. Акт дефектів ПЛ-35 кВЛ-МКР -31 від 12.05.2016 р.

Грозозахисний трос С-50 спрацьований на 50%, має фізичний знос, значну корозію стальної проволоки, обриви витків дроту. Необхідна заміна грозозахисного тросу. (СОУ-Н ЕЕ 20.571:2007, частина 2, п.10.4).

Провід АС-70 також пошкоджений корозією та має значну кількість скруток та бандажів після пошкоджень. (СОУ-Н ЕЕ 20.571:2007, частина 2, п.10.4)

Лінійна арматура спрацьована на 30% тому непридатна до подальшої експлуатації. (СОУ-Н ЕЕ 20.571:2007, частина 2, п.10.5).

Залізобетонні фундаменти мають відколи та відшарування захисного шару бетону з оголенням несучої арматури зі слідами іржі, що приводить до послаблення несучої спроможності (СОУ-Н ЕЕ 20.571:2007, частина 1, таблиця А.1, п.2.1(1-3), п.2.2(1-7).

Ізолятори підвісні порцелянові (фарфорові) мають відколювання та наявні радіальні тріщини, пошкодження порцеляни (більше ніж на 30% обсягу), оплавлення та стійке забруднення глазурі, тріщини в шапках ізоляторів. (СОУ-Н ЕЕ 20.571:2007, частина 2, п.10.5).

З метою підвищення надійності роботи електричних мереж 35 кВ, для запобігання руйнуванню фізично зношених конструкцій ПЛ, Планом розвитку передбачається реконструкцію ПЛ-35 кВ Л-МКР-31. В 2019 році ТОВ «СХІДЕНЕРГОПРОЕКТ» розроблено проєкт СЕП-55-01/3077/296-2019, яким передбачається:

* встановлення нової ПЛ-35 кВ Л-МКР-31 в існуючий охоронній зоні в створі існуючої ПЛ-35 кВ Л-МКР-31, в тому числі з заходами на ПС;
* розстановка опор виконана для проводу АС-120/19 ГОСТ839-80 в 3-му районі по ожеледі і 2-му районі за вітром);
* ізоляція ПЛ-35, що реконструюється, прийнята відповідно до інструкції по вибору і експлуатації зовнішньої ізоляції електроустановок 6-750 кВ на підприємствах Міненерго України, ГКД 34.51.101-96 та з урахуванням регіональних карт рівнів ізоляції, розроблених інститутом «Енергомережпроект». Лінійна арматура повинна бути захищена гарячим цинкуванням;
* кріплення проводу, на перетинаннях через залізниці, шляхи з твердим дорожнім покриттям, ПЛЕП, ПЛЗ, через різні наземні трубопроводи і споруди для транспортування нафти, газу, аміаку і т.і., а також при проходженні ПЛ по населеній місцевості, виконати двох-ланцюговим як на проміжних так і на анкерних опорах;
* проектом передбачений захист проводів АС120/19 та троса ТК-50 від вібрації гасителями вібрації типу ГПГ-1,6-11-400/16, тросу ГПГ-0,8-9,1-300/10;
* встановлення металевих уніфікованих опор – Анкерно-кутові, кінцеві опори, опори для відгалуження;
* На реконструйованій ділянці ґрунти мають неагресивної корозійної активністю по відношенню залізобетону і слабо агресивних при впливі на арматуру залізобетонних конструкцій при періодичному змочуванні. Опори захищаються від корозії з урахуванням вимог ДСТУ-Н Б В.2.6-186:2013 наступним чином:

- Металоконструкції залізобетонних опор захищаються гарячим оцинкуванням;

- Залізобетонні конструкції фундаментів захищаються шляхом нанесення 1-го шару каучукової мастики.

Захист ПЛ від перенапруг здійснюється встановленням ОПН на першій та останній кінцевих опорах на кожну фазу.

Орієнтовний термін виконання робіт за сценарієм 2 – 2021р.

***18.******[Реконструкція](#ингп19" \o "ПЛ-35 кВ Л-Інг-31)*** ***[ПЛ-35 кВ Л-Інг-31](#ингп19" \o "ПЛ-35 кВ Л-Інг-31)***

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;

2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);

3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії.

Планом розвитку заплановано реконструкцію ПЛ-35 кВ Л-ІНГ-31 протяжністю по трасі 17,0 км від ПС 150/35/6 кВ «Електронна» доПС «Інгулецька» 35/6 кВ.

ПЛ-35 кВ Л-Інг-31 побудована в 1954 році (по конструкції опор ПЛ також 50 – 60 років), виконана проводом АС-120, знаходиться у незадовільному стані із-за тривалого терміну експлуатації.

Опори дуже застарілі У-образні та П-образні портального типу з двома тросостойками. Фундаменти опор мають руйнацію бетону, оголення та корозію анкерних болтів.

Лінійна арматура спрацьована на 40-50%. Дріт та грозозахисний трос мають фізичний знос, значну корозію стальної проволоки, обриви витків дроту, металоконструкції опор вражені корозією, що приводить до послаблення несучої спроможності опор. Були випадки падіння опор.

Низи всіх опор ремонтувались з застосуванням електрозварювання з частковою вирізкою і заміною вітрових (розшивочних) кутників. Ізолятори фарфорові.

Провід та лінійна арматура також мають місцями корозію. Акт дефектів ПЛ-35 кВ Л-Інг-31 від 18.04.2016 р.

За період експлуатації зменшено поперечний переріз розрахункових елементів металевих опор в результаті суцільної корозії більше ніж на 25% (на ділянках зіткнення з грунтом або бетоном більше ніж на 85%), контури заземлення пошкоджені корозією на 30% (на ділянках зіткнення із грунтом або бетоном на 85-95%).

Грозозахисний (блискавко-захисний) трос, провід, лінійна арматура, опори та фундаменти через корозію понад 20% непридатні до подальшої експлуатації (мали місця падіння опор). Ізолятори у підвісних та натяжних гірляндах порцелянові (фарфорові) мають сколи та наявні радіальні тріщини, пошкодження порцеляни (більше ніж на 30% обсягу), оплавлення та стійке забруднення глазурі, тріщини в шапках ізоляторів. На фундаментах опор з тріщин та сколів виглядає арматура.

З метою підвищення надійності роботи електричних мереж 35 кВ заплановано повну реконструкцію ПЛ-35 кВ. Потрібно запроєктувати лінію в існуючому створі на нових фундаментах, на нових з/б проміжних та металевих анкерних опорах. Запроєктувати також нове обладнання ПЛ: грозозахисний трос та контури заземлення опор, провід АС-120, полімерну ізоляцію, полімерні ОПН, лінійну арматуру та інше. Металоконструкції опор повинні бути обробленні гарячим цинкуванням.

Орієнтовний термін розробки проектно-кошторисної документації – 2022 р., виконання робіт – 2023 р. за сценарієм 2.

***19.******[Будівництво](#ЛЕПС35табл81" \o "ЛЕП 35 кВ  до ПС \«С-35\» 35/6 кВ )*** ***[ЛЕП 35 кВ до ПС «С-35» 35/6 кВ м. Жовті Води](#ЛЕПС35табл81" \o "ЛЕП 35 кВ  до ПС \«С-35\» 35/6 кВ )***

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;

2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);

3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії.

5)розробку планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об’єктів, збільшення їх потужності тощо).

Згідно рекомендацій Головдерженергонагляду, які надані листом від 15.07.2016 року № 01/10-3774 на Міненерговугілля, а саме: «Держенергонагляд пропонує звернути увагу ПрАТ «ПЕЕМ «Центральна енергетична компанія» на необхідність внесення до інвестиційної програми товариства робіт з проєктування змін в існуючу схему розподільчих мереж м. Жовті Води».

ПС «С-35» 35/6 кВ заживлена від мереж ТОВ «Восток Руда». Підприємство не проводить господарську діяльність близько двох років. Ремонтні роботи та технічне обслуговування обладнання ПС «Нова» не проводиться, оперативний персонал відсутній. Підприємство «Восток-Руда» являється боржником ПАТ «ДТЕК ДНІПРООБЛЕНЕРГО» за поставлену електричну енергію (борг на липень 2016 року складає 27,3 млн. грн). У 2016 році неодноразово мало місце відключення ПС «Нова» зі сторони ПАТ «ДТЕК ДНІПРООБЛЕНЕРГО» за борги, внаслідок чого наша ПС «С-35» 35/6 кВ, а також значна частина споживачів м. Жовті Води були знеструмлені. У липні місяці 2016 року тривалість знеструмлення по всім ТП, які підключені доПС «С-35» 35/6 кВ через відключення ПС «Нова» склало 6 261 хвилину. По деяким ТП час знеструмлення досягав 1 640 хвилин.

Розмір недовіпущеної електроенергії за липень місяць 2016 року по ПС «С-35» 35/6 кВ склав 97,2 тис. кВт\*год. У грошовому вираженні недовідпуск електроенергії склав 185 457,00 грн.

Враховуючі рекомендації Головдерженергонагляду, компанією прийнято рішення щодо виконання робіт з реконструкції ПС «С-35» 35/6 кВ м. Жовті Води.

Розроблено проєкт (шифр проєкту ХПЕ.30655746.14.16), яке передбачає встановлення обладнання 2-ї секції ВРУ-35 кВ, встановлення другого силового трансформатору 35 кВ 2Т, заміну силового трансформатора 1Т,будівництво двоколової ЛЕП-35 кВ та перепідключення ПС «С-35» 35/6 кВ до ПЛ-35 кВ Л-К-31, Л-К-32 ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК». Це дозволить забезпечити створення більш гнучкої схеми ПС «С-35» 35/6 кВ м. Жовті Води підвищити надійність електропостачання, збільшити пропускну спроможність підстанції.

Орієнтовний термін виконання робіт – 2022-2024 рр. – сценарій 1, 2021 р. за сценарієм 2.

***20.Обсяги будівництва та реконструкції мереж 0,4-10 кВ***

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

1. удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об’єктів, регіонів тощо) у системі розподілу;
2. підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);
3. зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії;
4. інтеграцію «споживачів-виробників» та МСР до системи розподілу ОСР;
5. розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;
6. упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311;
7. підвищення енергоефективності роботи розподільних електромереж шляхом їх реконфігурації, автоматизації та підвищення рівня середньої напруги.

Основним приоритетом для підвищення енергоефективності визначено виконання реконструкції електричних мереж в проблемних вузлах мереж компанії, які виробили свій ресурс.

ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» виконано наступні ТЕО, в тому числі з реконструкції електричних мереж з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6 кВ на 20 кВ:

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Найменування ТЕО | Рік виконання | Проєкт | Рік виконання | План реалізації | Рік виконання за сцена нар. 2 |
| Розробка ТЕО «Реконструкція електричних мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6 кВ на 20 кВ в м. Вільногірськ | 2017 | Розробка проєктної документації «Реконструкція електричних мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6 кВ на 20 кВ в м. Вільногірськ | 2017-2018 | Будівництво ПС та реконструкція електричних мереж реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6 кВ на 20 кВ | 2022-2025 сценанар. 2 |
| Розробка ТЕО будівництва ПС «Красногвардійська» | 2014 | Розробка проєкту «Реконструкція ПС 150/6 кВ «Пролісок» з ЛЕП-150 кВ» | 2016 | Будівництво ПС | 2025-2027 сценанар. 2 |
| Розробка ТЕО «Реконструкція підстанції «Пролісок» з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6/10 кВ на 20 кВ» | 2017 | Розробка проєкту | 2022 | Реконструкція ел.мереж | 2027-2029 сценанар. 2 |

**В зв’язку з значними обсягами фінансування робіт з переведення електричних мереж 6-10 кВ на напругу 20 кВ, виконання робіт можливо тільки за сценарієм 2.**

Особлива увага надана мережам 0,4–6-10 кВ, частину яких необхідно реконструювати та замінити. Особливо в тих містах, де за рішенням міських рад прийнято рішення про переведення міст на електроопалення (м. Вільногірськ, м. Жовті Води, м. Павлоград). Реконструкція та будівництво ПЛ-0,4 кВ виконується з використанням самоутримуючих ізольованих проводів. Це основа для зменшення нетехнічних втрат електричної енергії та поліпшення якості електричної енергії у споживачів, в тому числі соціально значимих об’єктів, споживачів І та ІІ категорії.

Незадовільний стан мереж 0,4 кВ може привести до негативних соціально-економічних наслідків, виникає загроза тривалого знеструмлення значної частини населених пунктів.

Технічні втрати електроенергії при її транспортуванні в розподільних мережах є основою нормативу, що визначає економічно обґрунтовані технологічні втрати електроенергії. В міських розподільних електричних мережах значною складовою втрат електроенергії (до 30 %) є втрати холостого ходу (ХХ) трансформаторів Рхх. Зниження коефіцієнтів загрузки трансформаторів в наслідок перерозподілу електроенергії збільшує частку ХХ в сумарних втрат в трансформаторах. При розрахунках балансу енергії втрат Рхх у трансформаторах приймаються рівними паспортним значенням Рпасп. На практиці паспортне значення Рхх пасп не завжди відповідає реальним втратам у трансформаторі та для різних трансформаторів різниця може бути значна. Хибне значення Рхх призводить до суттєвої помилки в розрахунках відпуску електроенергії. Можна стверджувати, що втрати електричної енергії у силових трансформаторах з часом змінюються та динаміка цих змін залежить, як мінімум від терміну та умов експлуатації, а також від видів та кількості пошкоджень трансформаторів і якості їх ремонтів

Старе обладнання підвищує імовірність виникнення пожеж та вибухів цих трансформаторів, так як погана герметизація, механічні пошкодження, наявність сторонніх домішок в ізоляційної середовищі та інше, незалежно від типу трансформатора, можуть призвести до короткого замикання всередині нього та, як наслідок, до вибуху.

Станом на 01.04.2019 на підприємстві ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» знаходяться в експлуатації трансформатори напругою 6(10)/0,4 кВ загальною кількістю 928 шт. з них 304 шт. тобто 32,8% більше 40 років які втратили свої першопочаткові параметри і мають великі втрати холостого ходу через зношення магнітопроводу та втрати потужності і вимагають заміни. Термін служби 45-50 років визначається критичним.

В якості енергозберігаючого заходу планується замінити морально та фізично застарілі трансформатори класом напруги 10/0,4 кВ та 6/0,4 кВ на сучасні трансформатори ТМГ, які мають герметичне виконання, з поліпшеними технічними характеристиками.

Переваги герметичних масляних трансформаторів ТМГ в тому, що вони менше за габаритами і вагою, а так само мають мінімальні експлуатаційні витрати і не вимагають:

- обслуговування протягом усього терміну служби;

- лабораторних досліджень трансформаторного масла;

- взяття проб масла на аналіз;

- регенерації масла та ревізій при експлуатації.

Застосування СІП на ПЛ-0,4 кВ та на ПЛ-6 кВ дасть можливість значно зменшити кількість відключень, експлуатаційні витрати, вирішити проблему розчистки трас в міській зоні, підвищити безпечність робіт на ПЛ, а також значно знизити втрати в першу чергу за рахунок неможливості несанкціонованого споживання електроенергії, що в свою чергу покращить фінансові можливості компанії.

На відміну від традиційних ПЛ-0,4 кВ з неізольованими проводами ЛЕП із CІП мають ряд переваг :

1. вища (в 3-3,5 рази) експлуатаційна надійність – зменшення можливості виникнення пожеж внаслідок короткого замикання і обриву проводів, особливо в лісових масивах, виключення коротких замикань через перехрещення проводів, дотику проводів до дерев, накидів, ушкодження ізоляторів;
2. зменшення навантаження на опори від впливу ожеледі та вітру на 30 %;
3. зменшення реактивного опору майже у 3 рази та втрат від спаду напруги на 1-2 %, що збільшує пропускну здатність лінії, чим покращують якість електроенергії у споживачів;
4. підвищується безпека виконання всіх видів робіт на лінії та поблизу неї;
5. значно спрощується технологія монтажу, а також зменшуються затрати на обслуговування ліній;
6. можливість спільної підвіски проводів низької напруги;

запобігання розкрадання електроенергії, виключається можливість несанкціонованого підключення до повітряної лінії шляхом „накиду” на проводи;

1. ізоляція проводів виготовляється з стабілізованого (стійкого до впливу ультрафіолетового випромінювання), зшитого негорючого поліетилену, що гарантує якість і довговічність роботи повітряної ліні;
2. скорочення терміну техобслуговування на 80 %, в тому числі зменшення витрат на розчищення трас;
3. у порівнянні з неізольованими проводами зменшується кількість втрат електроенергії, оскільки на ізольовані проводи не впливають погодні умови (дощ, сніг).

Досвід експлуатації повітряних ліній електропередач (ЛЕП) напругою 0,4 кВ з голими (неізольованими) проводами вказує на недоліки:

1. утворення ожеледі та руйнування ЛЕП під її впливом;
2. вимкнення ЛЕП від пошкодження (перехрещення) проводів внаслідок їх провисання;
3. необхідність розчищення траси від зарослі дерев;
4. стиснені умови щодо проходження траси ЛЕП;
5. високі експлуатаційні витрати на обслуговування ЛЕП;
6. підвищена небезпека при обриві проводу (нещасні випадки з людьми та тваринами).

Для зменшення втрат електроенергії заплановано винос лічильників електроенергії у населення з квартир на сходові клітини.

Для підвищення надійності електропостачання споживачів компанії, зменшення тривалості відключень та недовідпуску електроенергії, на ПЛ-6 кВ, планується встановити реклоузери.

Забезпечення високого рівня експлуатаційного обслуговування устаткування існуючих розподільних мереж на старій елементній базі ТП, РП неможливо. Обладнання, яке вже не має комутаційного ресурсу, знижені експлуатаційні якості та параметри перехідних опорів контактних з’єднань, що в кінцевому підсумку знижує основні показники надійності розподільної мережі, і як результат негативно впливає на якість електропостачання споживачів.

З метою поліпшення показників SAIDI, в Плані розвитку заплановано технічне переоснащення ТП з заміною існуючого обладнання: застарілих панелей 0,4 кВ, що мають іржу 25 % та комірок КСО 6-10 кВ. Заміна застарілих панелей ЩО та комірок КСО на нові, більш сучасні, які мають блокування від помилкового включення та захист від вплива людського фактора, дозволить збільшити надійність електропостачання споживачів, зменшити витрати на обслуговування електричної мережі.

Планом розвитку передбачається встановлення розвантажувальних підстанцій в мережах, що розташовані в районах, навантаження в яких виходить за межі норми, та встановлення яких є економічно обґрунтованим.

З метою задоволення потреб споживачів в електричній енергії, підвищення якості електричної енергії, ліквідації «вузьких місць» та вирішення проблемних питань в електропостачанні споживачів області, зниження витрат електричної енергії на її передачу, зменшення недовідпуску електроенергії, доведення технічного стану електричних мереж до відповідності вимогам чинних нормативних документів, зниження рівня аварійності, зменшення кількості технологічних порушень, забезпечення соціально-економічного розвитку передбачено розробка проєктів та встановлення розвантажувальних ТП:

В Криворізькому районі 2Т в с. Надія необхідно винесення КТП-5 2Т в центр навантаження та реконструкція повітряної лінії 0,4 кВ від РБ-1 та РБ-4 КПТ-5. Існуючи ПЛ-0,4 кВ мають довжину до 3 км.

В м. Кривий Ріг заплановано будівництво розвантажувального КТП-6/0,4 кВ з заміною проводу АС на СІП існуючих ПЛ-0,4 кВ від КТП-861 РБ-5, РБ-13 по вул.. Спортивна та вул. Вишнева (існуючи ПЛ-0,4 км до 2 км, значні втрати напруги, скарги споживачів).

У зв’язку з «Рішенням Павлоградської міської ради Дніпропетровської області 36 сесії VІІ скликання» щодо відключення міста Павлоград від централізованого опалення та переведення міста на електроопалення - завантаження мереж 0,4 кВ від ТП-35, ТП-23, ТП-3, ТП-9 не забезпечують пропуск навантаження надійного електропостачання споживачів при переведені житлового будинку на електроопалення, особливо в осінньо-зимовий період.

Будівництво розвантажувальних ТП в м. Павлоград вирішить наступні проблеми:

- забезпечує надійне постачання електроенергії споживачам житлових будинків, які заплановані до переведення на електроопалення;

- безаварійність роботи, оскільки значно зменшується можливість коротких замикань на лінії;

- знижує експлуатаційні витрати;

- забезпечує безпеку, як для обслуговуючого персоналу, так і для сторонніх людей і тварин.

Проєктування та виконання робіт заплановано поетапно з 2021 по 2023 роки.

У м. Жовті Води Дніпропетровської області існує велика кількість споживачів електроенергії з заниженою напругою через значну протяжність фідерів 0,4 кВ ( 4-8 км і більше). Окремі райони міста (від ТП-26) не газифіковані і більшість споживачів отоплюється взимку електрообігрівачами, тому при максимальному навантаженні ТП втрати електроенергії зростають і якість електроенергії суттєво нижче норми. Заплановано також будівництво КТП для розвантаження та реконструкції ПЛ-0,4 кВ ТП-21 АВ-1 та ПЛ-0,4 кВ ТП-46 РБ-4, РБ-6 м. Жовті Води, будівництво КТП для розвантаження та реконструкції ПЛ-0,4 кВ ТП-199 АВ-1 та ТП-10 РБ-3 м. Жовті Води».

В м. Дніпро заплановано будівництво двох КТП 6/0,4 кВ для розвантаження переведенням навантаження. Влаштування розвантажувальних підстанцій забезпечить належну надійність електропостачання споживачів, збільшення пропускної спроможності електричних мереж, зниження нормативних втрат електроенергії в кабельних та повітряних лініях за рахунок зменшення їх довжини. Для забезпечення надійного та якісного розподілу електричної енергії споживачам м. Дніпро заплановано будівництво 6 кабельних ліній 6 кВ загальною протяжністю 15,93 км.

В енергетиці спецтехніка активно допомагає в роботі. Саме від її стану залежить швидкість і якість обслуговування електромереж, оперативність відновлення електропостачання у випадках знеструмлення лінії електропередач.

**Компанія планує модернізацію автопарку ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» з метою** покращення надання послуг з експлуатації електромереж. Вся запропонована підприємством до придбання техніка закуповується замість тої, що списується.

Підприємство на сьогоднi має 105 одиниць колісної техніки, з них понад 75% - техніка 1974-2006 року виробництва. Загальна ціль – оновлення автопарку ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК». Технічні вимоги до колісної техніки, що плануються до придбання: надійність, безпечність, можливість перевезення робітників та вантажу, застосування при будівельно-монтажних і вантажно-розвантажувальних роботах. Розширення рамок можливостей, економія часу та ресурсів. Згідно Акту дефектів зафіксовано незадовільний стан автовишки ЗІЛ-130- МШТС-4М 1985р.в., держ. н. АЕ 73-19 АЕ, з пробігом 83 220 км/1050м/ч в Дніпровських РЕМ, яка має наскрізну корозію кабіни, двигун внутрішнього згорання не працює і не підлягає відновленню, установка автопідйомника має граничний знос, порушення геометрії, запасні частини відсутні, так як вишка давно знята з виробництва. Автовишка ЗІЛ-130- МШТС-4М знята з експлуатації. Необхідно придбати лабораторію для пошуку порушень, що скоюються за допомогою впливу частотних генераторів, та подібними частотними впливами. Оновлення рухомого складу автомобільного транспорту відбувається повільними темпами – із загальної кількості транспортних засобів майже 75 % рухомого складу є технічно та морально застарілими: більшість транспортних засобів за своєю конструкцією, класом комфортності, питомими витратами палива та екологічністю не відповідають сучасним вимогам. Ще працюють машини ГАЗ-52 кунг – 5 одиниць, ГАЗ-5312 ТВГ – 15 одиниць, які вже не виробляються понад 25 років, запасі частини на них вже придбати практично неможливо. Так на 2021 рік заплановано з метою виключення можливих аварій, проведення технічного обслуговування повітряних ліній, виконання ремонтних робіт оперативно-виїзна бригада (ОВБ) Автогідропідіймач Модель Comet 19 на базі Iveco Daily або аналог, БКУ-2МК-Т на базі трактора ХТА – 200, Легковий автомобіль Renault Logan MCV-2 одиниці

***Обладнання, що невимагає монтажу:***

На даний час компанією при експлуатації повітряних ліній 150-35 кВ проводяться їх верхові огляди та піші обходи. Верхові огляди ліній виконуються при їх відключенні та потребують використання спеціальної техніки для підйому персоналу, а відключення деяких ліній навіть призводить до перерв в електропостачанні споживачів. Піші обходи займають багато часу через велику протяжність та не завжди дають можливість реально оцінити стан самої лінії, а саме виявити дефекти опор, проводів та арматури. Процес обстеження ділянок ЛЕП, що пролягають в болотистій місцевості, через яри, лісосмуги і водні перешкоди, значно ускладнюється. Отже, одним з основних рішень питання моніторингу повітряних ліній 150-35 кВ є застосування безпілотних літальних апаратів (БПЛА), які скорочують час обстеження від тижня до декількох годин. В середньому, витрати на моніторинг повітряних ліній з застосуванням квадрокоптера обходяться в 6 разів дешевше, ніж наземні методи огляду.

БПЛА вирішує відразу кілька завдань:

* оперативно видає інформацію;
* має доступ до будь-яких місць при будь-яких обставин (надзвичайні ситуації, погіршення погоди, відсутність доступу);
* забезпечує об'єктивність: допомагає проаналізувати ситуацію на основі точних даних, а не суб'єктивної думки фахівця;
* економічна вигода: використання квадрокоптера обходиться дешевше верхових та піших методів обстеження.

Безпілотні літальні апарати дозволяють виявити, практично, всі можливі дефекти, а саме:

1. Дефекти на трасі:

* присутність небезпечних для експлуатації повітряних ЛЕП чагарників і дерев;
* дерева, які впали на дроти та опори;
* наявність будівель та інших об'єктів в охоронній зоні;
* небезпечні позаштатні явища: зміна ландшафту, просідання грунту, заболочування та ін.

1. Дефекти опор:

* падіння, пошкодження опор;
* порушення цілісності конструкції металевих опор;
* деформація і руйнування поверхневого шару залізобетонних опор;
* відхилення опор від вертикалі;
* деформація, розворот траверсів на залізобетонних опорах;
* відсутність натягу внутрішніх стяжок і тросових розтяжок.

1. Дефекти проводів та арматури:

* обрив проводів;
* руйнування та втрата елементів скляних і фарфорових ізоляторів;
* відсутність гасителів вібрації;
* зміщення віброгасників уздовж проводів щодо проектного положення;
* відсутність і неправильне розташування з'єднувачів проводів;
* злами, відриви променів дистанційних розпірок між проводами розщепленої фази.

БПЛА дозволить провести повне обстеження будь-якого важкодоступного об'єкту і при цьому не піддавати ризику життя і здоров'я персоналу, а завдяки камері можливо розглянути найдрібніші деталі на кріпленнях і конструкціях, а завдяки тепловізора - нагрів контактних з’єднань та струмоведучих частин.

Отже, виходячи з вище викладеного ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» для огляду повітряних ліній 150-35 кВ планує придбати квадрокоптер DJI Mavic 2 Enterprise Dual з іноваційним пультом DJI Smart Controller.

DJI Mavic 2 Enterprise Dual - це портативний промисловий безпілотник, оснащений подвійною камерою, а точніше, цілою знімальною системою, в якій об'єднані дві камери: тепловізійна і візуальна. Камера дозволяє вимірювати температуру, зберігати зображення та температурні дані для проведення подальшого аналізу та вирішення поставлених завдань.

Особливості DJI Mavic 2 Enterprise Dual:

* + обладнаний потужною подвійною камерою (візуальною і тепловізійної);
  + оснащення дозволяє створювати оптичні та теплові кадри;
  + гнучкі налаштування різних параметрів зйомки;
  + кілька режимів роботи дисплея, включаючи інфрачервоний і оптичний.

Системи, якими оснащений новий дрон від DJI, дозволяють пілотові отримувати максимально повну інформацію в реальному часі, оперативно реагувати на зміну ситуації в повітрі і на землі.

* FLIR MSX поєднує оптичні і теплові знімки.
* Spot Meter відповідає за зміну і контроль температури.
* Area Measurement контролює зміну температури на зазначених ділянках поверхні.

Режим Isotherm – це вкрай корисна функція, що дозволяє створити унікальну кольорову палітру, за допомогою якої на дисплеї відображаються різні температурні діапазони. Isotherm розроблений для збільшення контрастності знімків, що полегшує виявленню невеликих об'єктів

1. Пристрій прогрузки автоматичних вимикачів УПА-1 або аналог. Портативні системи для навантаження первинним струмом автоматичних вимикачів, які використовуються в ланцюгах змінного струму промислової частоти. Призначений для перевірки працездатності і контролю ампер-секундних характеристик автоматичних вимикачів змінним струмом промислової частоти, з вимірюванням і реєстрацією величин струму і часу проходження через автоматичний вимикач.
2. Трасошукач С.А.Т.4 +& Genny4, або аналог допоможе виявити кабелів малого діаметра, кабелі зв'язку і інші низьковольтні лінії в активному і пасивному режимах. Робота на двох частотах одночасно забезпечує пошук ліній різного призначення.
3. Кущоріз.
4. Генератор та тощо.

***21.Заходи з удосконалення та розвитку IT-інфраструктури під сучасні потреби бізнесу.***

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;

9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку

Відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018, система управління технологічними процесами прийому, передачі та розподілу електроенергії (АСКТП) містить у своєму складі в якості інтегрованих і взаємопов’язаних автоматизовану підсистему диспетчерського керування (АСДК) і автоматизовану підсистему технічного обліку електроенергії (АСТОЕ) та призначена для комплексного вирішення питань автоматизації процесів диспетчерського керування та отримання інформації, а саме:

* автоматизоване оперативно-диспетчерське керування технологічними процесами розподілу і передачі споживачам електричної енергії в мережах ПрАТ «ПЕЕМ»ЦЕК»;
* автоматизований технічний облік перетікань електроенергії між ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» і суміжними суб’єктами Енергоринку України;
* автоматизований технічний облік відпуску електроенергії споживачам електроенергії, що живляться по прямих фідерах від центральних розподільчих пунктів ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»;
* автоматизований технічний облік прийому, розподілу і передачі електроенергії по розподільчих пунктахПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК», її споживання на власні потреби, оцінка втрат в технологічному устаткуванні і мережах;
* автоматизоване ведення технологічних процесів на розподільчих пунктах ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК», автоматизоване відображення і реєстрація спрацьовування пристроїв релейного захисту і автоматики;
* при необхідності, отримання вище вказаної інформації в ретроспективі.

Станом на 2018 рік було виконано проєктування АСДТК на таких об'єктах:

* Диспетчерська ОДГ ДнРЕМ, м. Дніпро, вул. Б. Кротова 44
* ЦРП-1 – м. Дніпро, вул. Павла Чубинського 2д (вул. Соціалістична)
* ЦРП-2 – м. Дніпро, вул. Янгеля, 7д
* ЦРП-3 – м. Дніпро, вул. Янгеля, 38
* ЦРП-4 – м. Дніпро, Запорізьке шосе, 4т
* ЦРП-5 – м. Дніпро, проспект Богдана Хмельницького 122а (вул. Г. Сталінграду)

Компанією виконано впровадження АСКТП на ЦРП-3 вул. Янгеля, 38 та на ЦРП-1 вул. Павла Чубинського 2д, обладнано Диспетчерську ОДГ ДнРЕМ (м. Дніпро, вул. Б. Кротова 44) в м. Дніпро.

Станом на теперішній час виконано роботи по впровадженню АСКТП на нижченаведених об’єктах по існуючим проєктам:

• Диспетчерська ОДГ ДнРЕМ;

• ЦРП-3 м. Дніпропетровськ, вул. Янгеля, 38 (9 точок).

• ЦРП-1 м. Дніпро, вул. Павла Чубинського 2д (вул. Соціалістична) (18 точок).

Телемеханізація по підстанціям 35-150 кВ запланована на наступні роки: проєктування з подальшим виконанням робіт.

Кількість приєднань по ЦРП і класах напруги наведено в таблиці 12.1.

Таблиця 12.1.

| №  п|/п| | Найменування об’єкту | Кількість приєднань | Тип вимикача| | Блок автоматики| | Клас напруги| |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | ЦРП-1 | 19 | ВВК-1-10-20/630 У3 | УЗА-АТ | 6кВ |
| 2 | ЦРП-2 | 22 | ВВК-1-10-20/630 У3 | УЗА-АТ | 6кВ |
| 3 | ЦРП-3 | 9 | ВВ/TEL-10-20/630 У2-У3 | УЗА-АТ | 6кВ |
| 4 | ЦРП-4 | 16 | ВВ/TEL-10-20/630 У2-У3 | УЗА-АТ | 6кВ |
| 5 | ЦРП-5 | 20 | ВКЕ-10/630 |  | 10кВ |
| Всього | | 86 |  |  |  |

Канали зв’язку між ОДГ та енергооб’єктами відсутні.

Розвиток телемеханізації на період 2021-2025 рр. за сценарієм 1 розроблений з урахуванням телемеханізації тих об’єктів, де виконано проєктну документацію. Нові об’єкти телемеханізації згідно концепції розвитку телемеханіки на підприємстві вибрано за причини максимальної завантаженості на данні підстанції.

**Таблиця 14.1**

**Телемеханізація підстанцій (сценарій 1)**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Назва заходу | Рік | Кількість вводів, що планується телемеханізувати, усього, шт | Вартість впровадження (тис. грн.) |
| Телемеханізація ЦРП-2 м. Дніпро | 2021 | 24 | 1753,4 |
| Проєктування ПС-150/35/10 кВ «Силова» | 2022 | 13 | 40 |
| Телемеханізація ЦРП-5 м. Дніпро | 2022 | 20 | 1700 |
| Проєктування ПС-35/6 кВ «Стрічка» | 2022 | 13 | 40 |
| Створення диспетчерського пункту керування ОДС | 2023 |  | 2000 |
| Проєктування ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ» | 2023 | 13 | 40 |
| Телемеханізація ЦРП-4 м. Дніпро | 2024 | 12 | 1 000 |
| Проєктування ПС-35/6 кВ №5 м.Жовті Води | 2024 | 13 | 40 |
| Телемеханізація ПС-150/35/10 кВ «Силова» | 2025 | 13 | 2060 |
| Проєктування ПС-154/10/6 кВ «Трубна» | 2025 | 13 | 40 |

**Таблиця 14.1.1**

**Кількість** **об’єктів по телемеханізації по роках**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Назва об’єкта** | **До 2020** | **2021** | **2022** | **2023** | **2024** | **2025** |
| ПС-150 кВ |  |  |  |  |  | 1 |
| ПС-35 кВ |  |  |  |  |  |  |
| ТП-6(10) кВ |  |  |  |  |  |  |
| ЦРП (РП)-6(10) кВ | 2 | 1 | 1 |  | 1 |  |
| Диспетчерський пункт | 1 |  |  | 1 |  |  |

**Додатково за сценарієм 2 в таблиці 14.2**

**Таблиця 14.2**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Назва заходу | Рік | Кількість вводів, що планується телемеханізувати, усього, шт | Вартість впровадження (тис. грн.) |
| Телемеханізація ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1» | 2023 | 13 | 1050 |
| Телемеханізація ПС-154/6 кВ «Трубна» | 2023 | 13 | 1050 |
| Телемеханізація ПС-35/6 кВ №5 м.Жовті Води | 2024 | 13 | 1050 |
| Телемеханізація ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ» | 2024 | 13 | 1050 |
| Проєктування ПС-29 35/6 кВ | 2024 | 13 | 40 |
| Телемеханізація ПС-35/6 кВ «Стрічка» | 2025 | 13 | 1050 |
| Телемеханізація ПС-29 35/6 кВ | 2025 | 13 | 1050 |

**Таблиця 14.2.1**

**Кількість** **об’єктів по телемеханізації по роках**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Назва об’єкта** | **До 2020** | **2021** | **2022** | **2023** | **2024** | **2025** |
| ПС-150 кВ |  |  |  | 2 | 1 | 1 |
| ПС-35 кВ |  |  |  |  | 1 | 2 |
| ТП-6(10) кВ |  |  |  |  |  |  |
| ЦРП (РП)-6(10) кВ | 2 | 1 | 1 |  | 1 |  |
| Диспетчерський пункт | 1 |  |  | 1 |  |  |

Метою створення і впровадження АСКТП розподільних пунктів ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» є:

* Підвищення якості управління технологічним процесом прийому, передачі і розподілу електроенергії по розподільних пунктах ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»і споживачах за рахунок своєчасного надання достовірної інформації із заданою точністю і в об’ємах, достатніх для аналізу стану енергооб’єктів, режимів роботи енергетичного устаткування, підвищення інформаційної забезпеченості експлуатаційного персоналу, формування ефективних дій, що управляють персоналом, організації автоматизованого контролю за ефективністю організаційно-технічних заходів, що проводяться експлуатаційним персоналом.
* Зниження втрат електроенергії за рахунок підвищення точності, достовірності і одночасності отримання вимірювальної інформації, оптимізації режимів роботи енергетичного устаткування, зниження впливу людського чинника.
* Зниження собівартості транспортування і розподілу електроенергії за рахунок зменшення комерційних, технічних втрат і експлуатаційних витрат.
* Підвищення надійності енергопостачання споживачів, зменшення недовідпуску| електроенергії за рахунок підвищення оперативності локалізації і усунення аварійних ситуацій, своєчасної діагностики стану устаткування і, відповідно, мінімізація фінансових втрат.
* Зниження собівартості транспортування і розподілу електроенергії за рахунок зменшення комерційних, технологічних втрат і експлуатаційних витрат.
* Зменшення випадків розкрадання устаткування і мереж за рахунок оперативного виявлення експлуатаційним персоналом інформації про спрацьовування систем охоронної сигналізації.

В зв’язку з зростанням кількості smart лічильників і навантаженням на систему АСКОЕ заплановано розширення серверного обладнання для обслуговування мережі. Обладнання для обслуговування мережі АСКОЕ купується 2021-2024 роки. В 2023 р. запланована заміна та оновлення обладнання телемеханізації ОДГ Дніпропропетровських РЕМ.

З метою вдосконалення існуючої інфраструктури інформаційно-програмного забезпечення в центральному офісі компанії та на віддалених об'єктах необхідна модернізація застарілих засобів передачі інформації, а також закупівля нового обладнання, оновити серверне обладнання (90% серверів підприємства старіше 7 років).

В зв'язку з отриманням ліцензії оператору розподілу та створенням сервісного центру, для забезпечення робочих місць для нових співробітників, для перевірки, налаштування засобів обліку (лічильники, системи АСКОЕ), для виїзних бригад служби засобів обліку електроенергії заплановано придбати комп’ютерну техніку, яка відповідає сучасним вимогам при роботі з програмними продуктами та планується подальший розвиток ІР-телефонії, яка позволить заощаджувати кошти на витрати міжміського зв’язку. Для надання якісної інформації споживачам про отримані послуги та зростанням інформаційних ресурсів, що потрібні для обміну з клієнтами підприємства (особисті кабінети, сайти, viber-telegram боти, поштові сервіси) необхідно оновити серверне обладнання. 90% серверів підприємства старіше 7 років.

Головна мета заходів з оновлення мережевого обладнання є не економічний розрахунок (хоча нове обладнання економніше використовує електроенергію), а зменшення соціальної напруги за рахунок більш стабільної роботи інформаційних систем, що призведе до задоволення клієнтів компанії (населення). А це, в свою чергу, зменшить скарги та дзвінки на кол-центр, органи державної влади та підрозділи підприємства. Також мережеве обладнання дозволить відповідати вимогам постанови № 518 від 19 червня 2019 р. «ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ до кіберзахисту об’єктів критичної інфраструктури».

Оновлення серверного обладнання потрібно в зв'язку з зростанням інформаційних ресурсів, та навантаження на них. За допомогою інформаційних ресурсів клієнти підприємства передають покази лічильників, надсилають скарги та пропозиції, отримують рахунки та необхідну інформацію в сфері енергетики. Інформація, що надає підприємство зменшує соціальну напругу у суспільстві, робить роботу підприємства більш прозорою та зрозумілою для клієнтів та держави.

**Таблиця 14.3**

**Модернізація існуючих та закупівля нових засобів комп'ютеризації**

**та систем зв'язку і телекомунікацій**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Назва обладнання** | **Кількість (шт.)** | **Рік закупівлі** | **Місце встановлення** | **Вартість (тис. грн. без ПДВ)** |
| Блок ПК | 9 | 2021 | м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28 | 176 |
| Монітор 24 | 14 | 2021 | м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28 | 84 |
| МФУ А4 Лазерний | 4 | 2021 | м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28, Дніпропетровські РЕМ, Жовтоводські РЕМ | 42 |
| МФУ А4 Лазерний color | 1 | 2021 | м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28, Дніпропетровські РЕМ, Жовтоводські РЕМ | 20 |
| МФУ А3 Лазерний | 2 | 2021 | м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28, Дніпропетровські РЕМ, Жовтоводські РЕМ | 60 |
| Ноутбук | 3 | 2021 | м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28 | 90 |
| Розробка та впровадження модулю електронна черга ПК «Колл-центер «ПрАТ «ПЕЕМ ЦЕК» | 1 | 2021 | В усіх підрозділах підприємства | 150 |
| Блок ПК + Монітор | 8 | 2022 | м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28 | 160 |
| МФУ А3 Лазерний | 4 | 2022 | м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28, Вільногірські РЕМ, дільниця Інгулецька КрРЕМ , дільниця Гвардійська ПвРЕМ | 80 |
| МФУ А4 Лазерний | 4 | 2022 | м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28, Вільногірські РЕМ, дільниця Інгулецька КрРЕМ , дільниця Гвардійська ПвРЕМ | 42 |
| Сервер | 1 | 2022 | м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28 (обладнання АСКОЕ) | 204 |
| Впровадження програми автоматизації кадрового обліку | 1 | 2022 | В усіх підрозділах підприємства | 250 |
| ПЗ Fortinet FortiGate | 1 | 2022 | В усіх підрозділах підприємства | 316,42 |
| IP телефон | 16 | 2022 | Дніпропетровські РЕМ, Павлоградські РЕМ, Криворізькі РЕМ, Жовтоводські РЕМ, Вільногірські РЕМ | 64 |
| Блок ПК + Монітор | 15 | 2023 | м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28 | 300 |
| Монітор 24 | 14 | 2023 | м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28 | 84 |
| МФУ А4 Лазерний | 8 | 2023 | м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28, Дніпропетровські РЕМ, Жовтоводські РЕМ | 84 |
| МФУ A0 | 1 | 2023 | В усіх підрозділах підприємства | 105 |
| ПЗ Vmware vSphere 7 Enterprise Plus | 1 | 2023 | В усіх підрозділах підприємства | 140 |
| ПЗ Fortinet FortiGate | 1 | 2023 | В усіх підрозділах підприємства | 316,42 |
| IP телефон | 12 | 2023 | Дніпропетровські РЕМ, Павлоградські РЕМ, Криворізькі РЕМ, Жовтоводські РЕМ, Вільногірські РЕМ | 49,37 |
| Блок ПК + Монітор | 15 | 2024 | м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28 | 300 |
| ПК (Ноутбук) | 5 | 2024 | Дніпропетровські РЕМ, Павлоградські РЕМ, Криворізькі РЕМ, Жовтоводські РЕМ, Вільногірські РЕМ | 100 |
| МФУ А3 Лазерний | 4 | 2024 | м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28, Вільногірські РЕМ, дільниця Інгулецька КрРЕМ , дільниця Гвардійська ПвРЕМ | 80 |
| МФУ А4 Лазерний | 5 | 2024 | Павлоградські РЕМ, Криворізькі РЕМ, Жовтоводські РЕМ, Вільногірські РЕМ | 60 |
| МФУ А3 Струйний + СНПЧ | 1 | 2024 | м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28, Електротехнічна лабораторія | 15 |
| Сервер | 1 | 2024 | м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28 (обладнання АСДТК) | 250 |
| ПЗ Vmware vSphere 7 Enterprise Plus | 1 | 2024 | В усіх підрозділах підприємства | 150 |
| ПЗ для тестування і навчання персоналу | 1 | 2024 | В усіх підрозділах підприємства | 250 |
| ПЗ Fortinet FortiGate | 1 | 2024 | В усіх підрозділах підприємства | 316,42 |
| Побудова захищеного периметру стійкого до кібер атак для технологічної мережі АСДТК АСКОЕ | 1 | 2024 | В усіх підрозділах підприємства | 824,39 |
| Маршрутизатори | 8 | 2024 | Підстанції ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» | 64 |
| IP телефон | 16 | 2024 | м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28 | 64 |
| IP АТС | 1 | 2024 | м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28 | 120 |
| Блок ПК + Монітор | 20 | 2025 | м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28 | 387,83 |
| Монітор 24 | 14 | 2025 | м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28 | 84 |
| ПК (Ноутбук) | 8 | 2025 | СКЗО | 120 |
| МФУ А4 Лазерний | 4 | 2025 | м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28, Вільногірські РЕМ, дільниця Інгулецька КрРЕМ , дільниця Гвардійська ПвРЕМ | 50 |
| МФУ А3 Лазерний | 4 | 2025 | м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28, Дніпропетровські РЕМ, Жовтоводські РЕМ | 120 |
| Комутатор 48 портовий | 3 | 2025 | м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28 (підвищення локальної мережі до 1 гігабіту) | 105 |
| Сервер | 1 | 2025 | м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28 (обладнання Білінгу) | 250 |
| ПЗ Vmware vSphere 7 Enterprise Plus | 1 | 2025 | В усіх підрозділах підприємства | 140 |
| ПЗ Fortinet FortiGate | 1 | 2025 | В усіх підрозділах підприємства | 316,42 |
| IP телефон | 32 | 2025 | м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28 | 128 |
| VoIP-GSM шлюз | 1 | 2025 | Жовтоводські РЕМ | 25 |

В 2020 році впроваджена остання фаза SAP ERP, планується впровадження модулів SAP на 2021-2025 роки (за сценарієм 2)

**Таблиця 14.4**

**Програмне забезпечення (за сценарієм 2)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Рік | Назва модулів | Вартість впровадження SAP, тис.грн |
| 2021 | Впровадження SAP IS-U (Впровадження білінгу) | 2161 |
| 2022 | Впровадження SAP IS-U (Впровадження білінгу) | 1000 |
| 2023 | Впровадження SAP SD (Впровадження модулю послуг) | 2339 |
| 2024 | Впровадження SAP модуль Планування | 500 |
| 2025 | Впровадження SAP модуль Зарплата | 1000 |
| Загалом за 2021-2025 р. | | 7000 |

***22.Додаткові роботи з будівництва, технічного переоснащення, реконструкції (за сценарієм 2):***

1. ***[Будівництво](#пролисоктабл81" \o "ПС \«Пролісок\» 150/6 кВ)*** ***[ПС «Пролісок» 150/6 кВ (](#пролисоктабл81" \o "ПС \«Пролісок\» 150/6 кВ)*[за сценарієм 2)](#пролисоктабл81" \o "ПС \«Пролісок\» 150/6 кВ)**

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;

2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);

5)розробка планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об’єктів, збільшення їх потужності тощо);

9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

10)підвищення енергоефективності роботи розподільних електромереж шляхом їх реконфігурації, автоматизації та підвищення рівня середньої напруги.

ПС «Пролісок» 150/6 кВ (ПС «Красногвардійська») розташована в місті Дніпро по вул..Уральська, 17п в зоні дії електричних мереж напругою 150-330 кВ та розподільчої мережі 6 кВ. Компанія, на підставі Акту приймання-передачі №15 за договором № 05/03-011.2/45/авід 05.05.2003 р. придбала у власність будівлю Красногвардійської підстанції, розташовану за адресою м. Дніпро, вул. Уральська, 17п без обладнання. Обладнання було демонтовано заздалегідь попереднім власником.

Розпорядженням по компанії від 14.07.2016 за № 51 на виконання Закону України від 09.04.2015 № 317-VIII «Про засудження комуністичного та націонал-соціалістичного (нацистського) тоталітарних режимів в Україні та заборону пропагандської їхньої символіки» ПС «Красногвардійська» була переіменована на ПС «Пролісок».

На даний час значна частина електричних мереж 6 кВ (більше 150 км КЛ-6 кВ, до 300 км КЛ-0,4 кВ) м. Дніпро заживлена мережами ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» від підстанцій Користувача ДП «ВОПМЗ ім.О. М. Макарова» (ТЕЦ «ПМЗ» ПС№2 Ф-10А, Ф-18Б; КП-28 ком. №1, №3, №14, №15), яке має значну заборгованість за спожиту електричну енергію перед АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ».

Енергопостачальною організацією періодично застосовуються до боржника відповідні заходи впливу, в тому числі обмеження та відключення з центрів живлення. Враховуючи не дотримання в повній мірі вимог діючого законодавства в електроенергетиці як з боку енергопостачальної організації, так і з боку основного споживача, неодноразово під час впровадження вищезазначених заходів знижувалась надійність електропостачання чи відбувались незаконне відключення споживачів електричної енергії м. Дніпро.

В разі відключення мереж 6 кВ (при технологічному порушенні) від підстанцій заводу «ПМЗ» виникають проблеми по терміновій ліквідації цього порушення, так як кабельні мережі заходять на територію заводу «ПМЗ».

ПАТ «Проєктно-технологічним інститутом «КИЇВОРГБУД» в 2016 році розроблено проєкт «Реконструкція трансформаторної підстанції 150/6кВ «Пролісок» з ЛЕП 150 кВ» №02/1486.

Проєктом планується:

* підстанція закритого типу – чотириповерхова будівля;
* в якості розподільного пристрою 150 кВ прийнятий КРПЕ-15 з двома елегазовими вимикачами на 172 кВ;
* схема ЗРУ-150 кВ «блок лінія – трансформатор» з неавтоматичною ремонтною перемичкою з боку лінія, елегазовими вимикачами в колах трансформаторів.
* планується встановлення 2-х силових трансформаторів одиночною потужністю 40 МВА;
* спорудження ЛЕП-150 кВ у дволанцюговому виконанні «Дніпровська – Пролісок» довжиною 9,5 км.

На зауваження Держенергонагляду (ДОВІДКА №01/10-05-Д-5 від 26.04.2019 «Щодо проведення моніторингу з питань розгляду внесення відповідних заходів до «Плану розвитку системи розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» на періоди 2021-2025 роки» *(*за сценарієм 2)та у відповідності останнього вимогам діючих нормативних документів) планується зміна вищезазначеного проєкту на «будівництво» та коригування проєкту щодо переобладнання на підстанції на напругу 150/6(20) кВ.

Будівництво ПС «Пролісок» в південному районі м. Дніпро забезпечить незалежне джерело живлення та дозволить поступово перевести існуючу морально застарілу розподільну мережу 6 кВ на клас напруги 20 кВ.

Потужність силових трансформаторів буде актуалізована та підтверджена розрахунком в залежності від зміни навантаження за поточні 2021-2024 роки під час коригування проєкту будівництва підстанції.

Орієнтовний термін виконання робіт – з 2025 року.

***2.******[Технічне переоснащення](#пзтотабл81" \o "ПС-150/6/6 кВ \«ПЗТО\»)*** ***[ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО» (](#пзтотабл81" \o "ПС-150/6/6 кВ \«ПЗТО\»)*[за сценарієм 2)](#пзтотабл81" \o "ПС-150/6/6 кВ \«ПЗТО\»)**

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;

2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);

3)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії;

4)інтеграцію до системи розподілу розподіленої генерації, у т. ч. виробників, що здійснюють виробництво електричної енергії з використанням альтернативних джерел енергії;

5)розробку планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об’єктів, збільшення їх потужності тощо);

6)зменшенн впливу на навколішне природне середовище.

9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 311.

Підстанція розташована в м. Павлоград Дніпропетровської області. Знаходиться в експлуатації з 1970 року. На підстанції встановлено два силових трансформатори ТРДН-32000/150 1974 року виготовлення, від яких живиться закритий розподільний пристрій 6 кВ з 4-ма секціями шин.

Від підстанції заживлені промислові об’єкти міста, Павлоградський механічний завод, за даними якого на період 2021-2025 передбачається значне зростання навантаження.

Обладнання підстанції фізично застаріле, має корозію металевих частин та дефекти. За час експлуатації обладнання підстанції не модернізувалось.

На ВРУ-150 кВ встановлено ВД-КЗ 150 кВ, які не забезпечую надійне віключення споживачів при аварійних режимах мережі. На відокремлювачах150 кВвиявлено розбалансування та руйнування елементів приводу відокремлювачів, дефекти опорних ізоляторів поворотних колонок фаз відокремлювачів. На короткозамикачах 150 кВ виявлені дефекти опорних ізоляторів. Пошкоджений кабель передачі вимикаючих імпульсів від сигналів ПРВВ на живлячу підстанцію.

На роз'єднувачах 150 кВ типу РНДЗ та РЛНД виявлено вигорання контактів, розбалансування та руйнування елементів приводу роз'єднувача, дефекти опорних ізоляторів поворотних колонок фаз роз'єднувача.

На фундаментах обладнання виявлено розтріскування бетону, корозію сталі закладної деталі, відколювання бетону з оголенням арматури.

Масляні вимикачі типу ВМПП-10 з вбудованими морально та фізично застарілими пружинними приводами, не обладнані дистанційним управлінням та не відповідають вимогам сучасних правил безпечної експлуатації обладнання. Захист приєднань 10 кВ, виконаний на електромагнітних реле прямої дії, на сьогодні морально та фізично застарів.

Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання, забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії планується технічне переоснащення ПС:

* організація обліку по стороні 150 кВ;
* заміна обладнання ВРУ-150, заміна порталів 150 кВ, ошинування,
* заміна ВД-КЗ 150 кВ на колонкові вимикачі елегазові з пружинним приводом, з двома соленоїдами відключення, які мають запас по номінальному струму та здатності до відключення не менше прогнозованого росту струмів КЗ на 10 річну перспективу типу GL або аналогічні;
* заміна роз’єднувачів на нові, всі металеві частини виконані з оцинкованої сталі, контактні поворотні виводи колонок полюсів основних контактів, які не потребують періодичного обслуговування;
* на приєднанні 150 кВ ТС встановити типу IMB-170 виробництва АВВ або аналогічні, ТН з литою ізоляцією, ТН виконання виробництва АВВ або аналогічні, підключення ТН-150 кВ виконати через роз’єднувачі, опорні, підвісні, прохідні ізолятори з полімерною ізоляцією,
* ОПН з полімерною ізоляцією виробництва АВВ або аналогічні;
* заміна обладнання ЗРУ-6 кВ, ретрофіт існуючих комірок з заміною МВ на вакуумні вимикачі, замінити ТВП, ШОТ, ЩПС;
* заміна силових трансформаторів 1Т, 2Т типу ТРДН-32000/150 У1, на підставі проведення експертизи стану трансформаторів;
* трансформатори оснастити автоматичним пристроєм РПН, пластинчатими радіаторами, контролем температури масла із застосування термометрів з віддаленою індикацією типу АКМ ОТІ/WТІ виробництва Qualitrol або аналогічними, які не потребують періодичної перевірки, плівковим захистом трансформаторного масла, запобіжним клапаном типу LPRD виробництва Qualitrol із сигналізацією спрацювання або аналогічними для захисту від підвищеного тиску в середині бака трансформатора, вводи 150 кВ з RIP ізоляцією;
  + заміна всієї кабельно–провідникової продукції під нове обладнання;
* релейний захист 150 кВ виконати на базі мікропроцесорних блоків захисту виробництва АВВ або аналогічні, захист 6 кВ на базі мікропроцесорних блоків захисту виробництва Schneider Electric або аналогічні, замінити панель управління Т-1, Т-2, Т-61А, Т-61Б, Т-62А, Т-62Б, замінити панель ЦС, передбачити передачу вимикаючого імпульсу на ПС 330 кВ «Павлоградська»;
* виконати пожежну та охоронну сигналізацію підстанції, встановити пости відеоспостереження, систему охоронної та пожежної сигналізації будувати на базі відповідних датчиків, контрольованих пунктів збирання інформації для її подальшого оброблення та передавання;
* виконати заміну прожекторів на ВРУ, ланцюгів зовнішнього освітлення від ЩВП до прожекторів, заміну проводки у приміщенні ЗРУ. Виконати заміну ліхтарів зовнішнього та внутрішнього освітлення ЗРУ, ланцюгів зовнішнього освітлення від ЩВП до ліхтарів. Використовувати світлодіодні LED ліхтарі та прожектори типу АRT або аналогічні. Встановити нові ЩО (автомати Eaton або аналогічні);
* телемеханіка, телеуправління.Цев свою чергу дозволяє збирати, передавати інформацію про функціонування об’єктів електричної мережі, а також передавати команди диспетчерського управління.

Тобто в результаті компанія забезпечить суттєве підвищення надійності та якісне електропостачання споживачів міста відповідно до катигорійності їх струмоприймачів.

Орієнтовний термін виконання проектно-кошторисної документації – 2022 р., виконання робіт – 2024-2025 р.

***3.******[Технічне переоснащення](#пмзтабл81" \o "ПС-150/10/6 кВ \«ПМЗ\»)*** ***[ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ»(](#пмзтабл81" \o "ПС-150/10/6 кВ \«ПМЗ\»)* [за сценарієм 2)](#пмзтабл81" \o "ПС-150/10/6 кВ \«ПМЗ\»)**

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;

2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);

3)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії.

Підстанція розташована в м. Павлоград Дніпропетровської області. Знаходиться в експлуатації з 1985 року. На підстанції встановлено два силових трансформатори ТРДН-32000/150, від яких живиться закритий розподільний пристрій 6 кВ з 2-ма секціями шин.

Від підстанції заживлені промислові об’єкти міста, Павлоградський механічний завод, за даними якого на період 2021-2025 передбачається значне зростання навантаження.

Актом технічного опосвідчення обладнання ПС «ПМЗ» від 22.05.2017 виявлено:

1. Технічний стан ВРУ-150 кВ.

1.1 На всіх роз’єднувачах 150 кВ спостерігається зношення елементів механічної механічної колонок і втрата пружинних властивостей контактів роз’єднувачів, що призводять до появи ненормативних люфтів і виникненню нагрівання контактної частини, що було виявлено на кріпленнях ламелей по приєднанням 4Т і перемичці 150 кВ.

1.2 Механічне зношення контактів ключів сигнальної автоматики (КСА) механізмів включення і відключення приводів роз’єднувачів 150кВ.

1.3 Корозійне пошкодження тяги приводів в місці їх приєднання до поворотних колонок, і верхніх поворотних механізмів роз’єднувачів 150 кВ, що призводить до утворення люфтів в роботі приводу і неповне входження контактів роз’єднувача.

1.4 Спостерігається порушення армувальних швів опорних ізоляторів з утворенням мікротріщин у верхній і нижній частині ізоляторів роз’єднувачів 220кВ, що може при проведенні перемикань призвести до втрати ізолятора, руйнування обладнання, створення аварійної ситуації на ПС і нанесення травм обслуговуючому персоналу.

1.5 На металоконструкціях порталів 150 кВ, стійках під обладнанням, металевих поверхнях рам роз’єднувачів 150 кВ відбувається руйнування конструкцій через відсутність антикорозійного покриття.

1.6 На металевих смугах заземлення обладнання до контуру заземлення ПС відсутні антикорозійне покриття, корозійне пошкодження смуг заземлення становить 40%.

1.7 Корозійне пошкодження і розгерметизація ящиків приводів роз'єднувачів 150 кВ всіх приєднань, шаф вторинних ланцюгів РЗА становить 35%.

1.8 На роз'єднувачах ВРУ-150 кВ відсутнє електромагнітне блокування, призначене для попередження неправильних дій з робочими і заземлювальними ножами на відокремлювачах і роз'єднувачах.

1.9 Морально і фізично застаріла база РЗА (електромеханічні реле), яка призводить до проблем з їх експлуатацією в зв’язку зі зняттям з виробництва заводами-виробниками існуючої елементної бази систем РЗА.

1.10 Термін експлуатації встановленого електрообладнання ВРУ-150 кВ перевищує нормативний (25років).

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № п / п | Приєднання ВРУ-150 кВ | Дисп. Найм. | Тип обладнання | Рік вводу в експлуатацію |
| 1. | Перемичка 150кВ | С-1-1 | РНД- (3) 2-150 / 1000 | 1970 |
|  |  | С-1-2 | РНД- (3) 2-150 / 1000 | 1970 |

2. Технічний стан ЗРУ-6 кВ

2.1 Масляні вимикачі типу ВМПЕ-10 і ВМПЕ-6:

* Наявність на стяжних шпильках тріщин і вибоїн;
* Втрата пружності стопорних і пружинних шайб;
* Дефект пружин приводу, нерівномірний крок витка пружини (стиснення більше 10% по всій довжині);
* На зубчастих колесах приводу виявлені тріщини, викривлення і перекіс обода;
* На гумових прокладках виявлені тріщини, вироблення, розшарування;
* На штоках і розеткових контактів виявлені раковини, викривлення;
* 40% металоконструкцій пошкоджені корозією.

2.2. Перехідний опір МВ 6/10 кВ становить від 110 мкОм до 156 мкОм. Збільшення перехідного опору викличе додаткові втрати електричної енергії, особливо в режимах короткого замикання (КЗ), це призводить до пошкодження і руйнування вимикача. Збільшення зазорів в з'єднаннях приводного механізму тягне за собою збільшення періодичності виконання технічного обслуговування і регулювання приводів МВ-6кВ.

2.3 Корозійне пошкодження тяг приводу в місцях їх приєднання до поворотних механізмів роз'єднувачів 6 кВ, що призводить до утворення люфтів в роботі приводу і неповного входження контактів роз'єднувачів.

2.4. На металевих смугах заземлення обладнання до контуру заземлення ПС відсутнє антикорозійне покриття, пошкодження корозією смуг заземлення становить 25%.

2.5 У зв'язку з відсутністю запасних частин і неможливістю їх придбання, по причині зняття з виробництва заводами-виробниками масляних вимикачів 6 кВ, типу ВМПЕ, заміна зношених елементів на нові неможлива, а всі виявлені дефекти усуваються силами виробничого персоналу відповідних підрозділів підприємства.

З огляду на вищезазначене, погіршуються регулювальні характеристики, збільшується перехідний опір контактної частини і, як наслідок, зменшується періодичність виконання капітальних ремонтів МВ-6 кВ.

Виконання позачергових капітальних ремонтів несе за собою додаткові матеріальні і трудові витрати.

2.6. Морально і технічно застаріла база РЗА (електромеханічні реле), що призводить до проблем з їх експлуатацією в зв'язку зі зняттям з виробництва заводами-виробниками існуючої елементної бази систем РЗА.

3. На трансформаторі 4Т виявлені наступні дефекти:

* Протікання масла з РПН;
* Протікання масла зі вбудованих ТТ 150 кВ;
* Незадовільний стан ГТВ під кришкою бака трансформатора;
* Незадовільний стан дискових затворів радіатора, розширювального бака;
* Незадовільний стан вторинних ланцюгів;
* Протікання масла по гумовим ущільнювачам газового реле;
* Протікання масла з радіатора №1 (мікротріщина системи охолодження);
* Незадовільний стан дискових затворів радіаторів;
* Корпус трансформатора і радіатори замаслені і пошкоджені корозією;
* Незадовільний стан силікагелю в термосифонних фільтрах.  
  4. Відповідність експлуатації нормативним документам

4.1. Порушення СОУ-Н ЕЕ 20.302.-2007 «Норми випробувань електообладнання».

4.2. Перевищення нормативного строку експлуатації електрообладнання згідно інструкції заводів виробників (25 років).

4.3 Порушення п. ГКД 34.20.507-2003.

5. Після проведення технічного аналізу стану обладнання ПС комісія дійшла висновку:

5.1. Обладнання ПС «ПМЗ» вичерпало свій експлуатаційний ресурс;

5.2. Знижена надійність електропостачання споживачів;

* 1. Проведення поточних та капітальних ремонтів потребує значних капіталовкладень;
  2. Зношеність основних рухомих вузлів приводних механізмів основного комутаційного обладнання.

Планом розвитку заплановано розробка проєкту в 2024 році технічного переоснащення підстанції з заміною обладнання 150-6 кВ, з заміною силового трансформатору 4Т для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання підстанції, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування, підвищення надійної та безаварійної роботи електричних мереж та забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії, а саме:

* організація обліку по стороні 150 кВ;
* заміна обладнання ВРУ-150 кВ з заміною порталів та ошинування, з заміною силового трансформатора 4Т типу ТРДН-32000/150 У1, масло приймача, трансформатор оснастити автоматичним пристроєм РПН, пластинчатими радіаторами, контролем температури масла із застосування термометрів з віддаленою індикацією типу АКМ ОТІ/WТІ виробництва Qualitrol або аналогічними, які не потребують періодичної перевірки, плівковим захистом трансформаторного масла, запобіжним клапаном типу LPRD виробництва Qualitrol із сигналізацією спрацювання або аналогічними для захисту від підвищеного тиску в середині бака трансформатора, вводи 150 кВ з RIP ізоляцією;
* заміна обладнання ЗРУ-10/6 кВ, ретрофіт існуючих комірок ЗРУ 10/6 кВ (6, 8, 10 сек.);
* заміна всієї кабельно–провідникової продукції під нове обладнання;
* релейний захист 150 кВ виконати на базі мікропроцесорних блоків захисту виробництва АВВ або аналогічні, захист 6 кВ на базі мікропроцесорних блоків захисту виробництва SchneiderElectric або аналогічні, замінити панель управління Т-4, Т-14, Т-64А, Т-64Б;
* телемеханіка, телеуправління, в результаті чого компанія забезпечить суттєве підвищення надійності та якісне електропостачання споживачів міста відповідно до катигорійності їх струмоприймачів.

Орієнтовний термін виконання проектно-кошторисної документації – 2023 р., виконання робіт – 2024 р.

***4.******[Технічне переоснащення](#рахмановотабл81" \o "ПС 35/6 кВ \«Рахманово\»)*** ***[ПС 35/6 кВ «Рахманово»](#рахмановотабл81" \o "ПС 35/6 кВ \«Рахманово\»)***

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;

2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);

5)розробку планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об’єктів, збільшення їх потужності тощо)

9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

ПС 35/6 кВ «Рахманово» розташована в с. Руднічне Дніпропетровської області. Підстанція введена в експлуатацію в 1959 році, живиться по двоколовій ПЛ-35 кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори по 4 МВА, від яких живиться закритий розподільний пристрій 6 кВ із двома секціями шин (ком. КСО-203 – 24 шт.).

Споживачами від ПС 35/6 кВ «Рахманово» є КПТМ «Криворіжтепломережа» та КМЕМ АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ».

В 2014 році на пістанйції виконано заміну двох силових трансформаторів 35/6 кВ. Решта комутаційного обладнання не модернізувалось. Внаслідок корозії, дії зовнішніх погодних факторів, руйнівних сил при відмовах масляних вимикачів металеві каркасні конструкції мають залишкову деформацію, щілини та внаслідок чого неможливо виключити попадання вологи у релейні та високовольтні відсіки комірок під час атмосферних опадів, створити необхідні умови та відповідний кліматичний режим роботи устаткування.

Масляні вимикачі типу ВМПП-10 з вбудованими морально та фізично застарілими пружинними приводами, не обладнані дистанційним управлінням та не відповідають вимогам сучасних правил безпечної експлуатації обладнання.

Механічний ресурс обладнання вичерпано. Відпрацьований ресурс приводу призводить до відмови у роботі циклу заведення пружини вмикання вимикача.Внаслідок цього відбувається неповне включення вимикача та зависання його струмопровідних контактів у проміжному стані.

Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання підстанції, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання, підвищення надійності енергопостачання споживачів, необхідно виконати технічне переоснащення ПС. Акт технічного стану ПС 35/6 кВ «Рахманово» від 20.04.2017.

На виконання вимог розділу V (Улаштування вузлів обліку та інших засобів комерційного обліку електричної енергії) Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затверджений Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 311 (в редакції Постанови НКРЕКП від 20.03.2020 № 716) в 2018 році ПАТ ПТІ «Київоргбуд» розроблено проєкт «Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ «Рахманово» в якому передбачається:

*На стороні 35 кВ:*

* заміна трансформаторів струму типу ТРО70.11 300/5/5/5 на ТРО.7 100/5/5/5/5 – 2 компл.;
* монтаж трансформаторів напруги типу TJO 7, 05/6Р – 2 компл.;
* монтаж роз׳єднувачівтипу DTS 40,5.1000A.IVУХЛ1 – 2 компл.;
* монтаж обмежувачів перенапруги типу ОСП2-41М-NFF – 2 компл;
* організаціяобліку по стороні 35 кВ.

*На стороні 6 кВ:*

* заміна існуючих комірок КСО-2У на комірки типу КУ 6СМ в КРПЗ – 6 кВ в кількості 20 шт.;
* телемеханіка, телеуправління, охоронна та пожежна сигналізація.

Орієнтовний термін виконання робіт – 2025 р.за сценарієм 2.

***5.******[Реконструкція](#юж31табл81" \o "ПЛ-35 кВ Л-0-ЮЖ-31/Л-0-ЮЖ-32)*** ***[ПЛ-35 кВ Л-0-ЮЖ-31/Л-0-ЮЖ-32 (](#юж31табл81" \o "ПЛ-35 кВ Л-0-ЮЖ-31/Л-0-ЮЖ-32)*[за сценарієм 2)](#юж31табл81" \o "ПЛ-35 кВ Л-0-ЮЖ-31/Л-0-ЮЖ-32)**

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;

2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);

3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії.

ПЛ-35 кВ двоколова, побудована в 1959 році, виконана проводом АС-70 протяжністю 4,8 км знаходиться у незадовільному стані із-за тривалого терміну експлуатації.

Фундаменти опор мають руйнацію бетону, оголення та корозію анкерних болтів.

Лінійна арматура спрацьована на 40-50%.

Дріт та грозозахисний трос мають фізичний знос, значну корозію стальної проволоки, обриви витків дроту, металоконструкції опор вражені корозією, залізобетонні опори мають розшарування бетону з оголенням несучої арматури, що приводить до послаблення несучої спроможності.

За період експлуатації зменшено поперечний переріз розрахункових елементів металевих опор в результаті суцільної корозії більше ніж на 25% (на ділянках зіткнення з грунтом або бетоном більше ніж на 85%), опори пошкоджені корозією на 30% (на ділянках зіткнення із грунтом або бетоном на 85-95%).

Грозозахисний (блискавко-захисний) трос, провід, лінійна арматура через корозію понад 20% непридатне до подальшої експлуатації.

Ізолятори підвісні порцелянові (фарфорові) мають сколи та наявні радіальні тріщини, пошкодження порцеляни (більше ніж на 30% обсягу), оплавлення та стійке забруднення глазурі, тріщини в шапках ізоляторів.

На фундаментах опор з тріщин та сколів виглядає арматура.

З метою підвищення надійності роботи електричних мереж 35 кВ заплановано реконструкцію ПЛ-35 кВ.

Орієнтовний термін виконання за сц.2: проектно-кошторисної документації – 2022 р., виконання робіт робіт – 2024 р.

***6.******[Реконструкція](#сазтабл81" \o "ПЛ-35 кВ Л-САЗ )*** ***[ПЛ-35 кВ Л-САЗ (](#сазтабл81" \o "ПЛ-35 кВ Л-САЗ )*[за сценарієм 2)](#сазтабл81" \o "ПЛ-35 кВ Л-САЗ )**

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;

2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);

3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії.

ПЛ-35 кВ Л-САЗ від ПС «Славгород-тягова» забезпечує живлення промислового споживача заводу від підстанції ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» - ПС «САЗ» - по повітряній лінії довжиною 2,2 км з фазним проводом АС-95.

ПЛ знаходиться у незадовільному стані із-за тривалого терміну експлуатації. Фундаменти опор мають руйнацію бетону, оголення та корозію анкерних болтів. Лінійна арматура спрацьована на 40-50%.

Вітрові кутники роз’їла корозія настільки, що підійматись по ним неможливо, роботи з експлуатації та ремонту можливо виконувати тільки з телескопічної вишки. Оголовники фундаментів опор мають тріщини, сколи, часткову або повну корозію анкерних болтів. Лінійна арматура спрацьована на 40 -50%. Провід має значні пошкодження (зношення алюмінієвої частини, корозію та численні пориви стальної частини), також багато дефектної фарфорової ізоляції.

З метою підвищення надійності роботи електричних мереж 35 кВ, безперебійного електропостачання споживачів заплановано реконструкцію ПЛ-35 кВ.

Орієнтовний термін виконання за сц.2: проектно-кошторисної документації – 2022 р., виконання робіт робіт – 2024 р.

***7.*** ***[Будівництво](#ЛЕПВольногорсктабл81" \o "ЛЕП 150 кВ до ПС 150/20 кВ м. Вільногірськ)*** ***[ЛЕП 150 кВ до ПС 150/20 кВ м. Вільногірськ (](#ЛЕПВольногорсктабл81" \o "ЛЕП 150 кВ до ПС 150/20 кВ м. Вільногірськ)*[за сценарієм 2)](#ЛЕПВольногорсктабл81" \o "ЛЕП 150 кВ до ПС 150/20 кВ м. Вільногірськ)**

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;

2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);

3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії.

Будівництво ЛЕП 150 кВ до ПС 150/20 кВ м. Вільногірськ планується для підключення нової підстанції 150/20 кВ «Вільногірська» від ПС 330 кВ «ВДГМК», забезпечить живлення мереж міста від незалежного джерела живлення.

Слід зазначити, що джерелом живлення мереж Вільногірських РЕМ є Вільногірський ГМК, який в черговий раз змінює власника. Попередній орендатор комбінату зупинив ТЕЦ, яка в теперішній час знаходиться в занедбаному стані, обладнання не ремонтується та розкрадається. Живлення електричних мереж здійснюється від ГРУ-6 кВ ТЕЦ, технічний стан якого визиває занепокоєння і в подальшому може призвести до тривалих аварійних відключень, особливо в зимовий час, що є не прийнятним з огляду на використання електричної енергії населенням для опалення квартир.

Враховуючи вищезазначене, для підвищення надійності та якості електропостачання споживачів м. Вільногірська (з можливим розширенням мережі на близькі села), ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» вважає за доцільне виконати переведення мереж напругою 6 кВ на напругу 20 кВ. Для цього необхідне джерело живлення, яке забезпечить надійне електропостачання споживачів.

Будівництво двотрансформаторної підстанції 150/20 кВ дозволить не тільки вирішити питання надійності постачання, а також створити резерв потужності для підключення нових споживачів та дасть можливість розвитку інфраструктури міста.

Орієнтовне місце розташування нової ПС-150/20 кВ вибрано з урахуванням можливості підключення безпосередньо до шин 150 кВ ПС 330 кВ ВДГМК ДП «НЕК «Укренерго», що дозволить збільшити надійність електропостачання.

Розташування підстанції 150/20 кВ «Вільногірська» планується на відстані 230 м від ПС 330 кВ «ВДГМК». Орієнтовно ЛЕП-150 кВ заплановано в дволанцюговому виконанні протяжністю по трасі 230 м проводом АС-240.

Остаточно технічна характеристика ЛЕП-150 кВ буде визначена проєктом.

Орієнтовний термін ввиконання робіт робіт – 2022 р.

***8.******[Будівництво](#ЛЕПпролисоктабл81" \o "ЛЕП 150 кВ до ПС 150/6 кВ \«Пролісок\»)*** ***[ЛЕП 150 кВ до ПС 150/6 кВ «Пролісок» (](#ЛЕПпролисоктабл81" \o "ЛЕП 150 кВ до ПС 150/6 кВ \«Пролісок\»)*[за сценарієм 2)](#ЛЕПпролисоктабл81" \o "ЛЕП 150 кВ до ПС 150/6 кВ \«Пролісок\»)**

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;

2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);

3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії.

5)розробку планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об’єктів, збільшення їх потужності тощо).

Будівництво ЛЕП 150 кВ до ПС 150/6 кВ «Пролісок» планується для підключення підстанції від ПС 330 кВ «Дніпровська», що забезпечить розвантажування значної частини міста Дніпро та надасть змогу виконати реконструкцію існуючої мережі 6 кВ переведенням на клас напруги 20 кВ.

На даний час мережі міста Дніпро компанії заживлені від підстанцій Південного машинобудівного заводу.

Будівництво ЛЕП 150 кВ від ПС 330 кВ «Дніпровська» забезпечить надійність та категорійность споживачів житлових кварталів Південного машинобудівного заводу, які заживлені мережами ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» від підстанцій Південного машинобудівного заводу.

Реконструкція ПС «Пролісок» 150/6 кВ дасть можливість значно підвищити надійність живлення обласного центру (за рахунок наявності незалежного джерела живлення); забезпечить можливість подальшого розвитку промисловості м. Дніпро.

ПС 150/6 кВ «Пролісок» знаходиться в центральній частині міста, тому трасу ЛЕП-150 кВ заплановано виконати по густонаселеній місцевості в дволанцюговому виконанні кабелем або комбінованою схемою електропостачання, згідно проєкту.

Довжина дволанцюгової ЛЕП-150 кВ по трасі 7,842 км кабелем з ізоляцією із зшитого поліетилену перерізом згідно проєкту.

Орієнтовний термін ввиконання робіт робіт – 2024-2025рр.

***9.******[Реконструкція](#л010табл81" \o "ПЛ-150 кВ Л-0-10-А/Л-0-11-А )*** ***[ПЛ-150 кВ Л-0-10-А/Л-0-11-А (](#л010табл81" \o "ПЛ-150 кВ Л-0-10-А/Л-0-11-А )*[за сценарієм 2)](#л010табл81" \o "ПЛ-150 кВ Л-0-10-А/Л-0-11-А )**

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;

2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);

3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії.

ПЛ-150 кВ побудована в 1969 році двоколова протяжністю 1,65 км, виконана проводом АС-185 в м. Дніпро. По лінії заживлені підстанції 150 кВ «КПО», «ПЛМ». Споживачами на стороні 35 кВ є ПАТ «Дніпрообленерго»: 3 ЛЕП-35 кВ, що живлять ПС «Сурська» і ПС «Аеропорт» м. Дніпропетровська, а також одна ЛЕП-35 кВ, що живить ПС «СЛГ». На стороні 6 кВ споживачами є 5 заводів, міськелектромережа, міськводоканал, ЖЕК і інші юридичні особи.

ПЛ знаходиться у незадовільному стані із-за тривалого терміну експлуатації. Фундаменти опор мають руйнацію бетону, оголення та корозію анкерних болтів. Лінійна арматура спрацьована на 40-50%. Поперечний розріз розрахункових елементів металевих опор в результаті суцільної корозії більше ніж на 25 %, контури заземлення пошкоджені корозією на 30%. Дріт та грозозахисний трос мають фізичний знос, значну корозію стальної проволоки, обрив витків дроту.

Заплановано повну реконструкцію ПЛ-150 кВ в існуючому створі на нових фундаментах та на нових металевих опорах, провід АС-185, полімерну ізоляцію, полімерні ОПН. Металоконструкції опор повинні бути оброблені гарячим цинкуванням. Орієнтовний термін ввиконання робіт проектно-кошторисної документації – 2024 р. за сценарієм 2.

***23.Пооб’єктний перелік проєктів з нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення елементів системи розподілу компанії шляхом їх автоматизації та підвищення рівня середньої напруги 6 (10) кВ на 20 кВ***

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;

2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);

3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії;

4) підвищення енергоефективності роботи розподільних електромереж шляхом їх реконфігурації, автоматизації та підвищення рівня середньої напруги.

Переведення мереж 6 (10) кВ на рівень напруги 20 кВ дає змогу виконати основні вимоги до оператора системи розподілу:

* Приведення у відповідність незадовільний стан мереж та створити їх оптимальну конфігурацію.
* Підвищити якість електропостачання, безпеку та надійність,енергозбереження та енергоефективность.

Планом розвитку ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» передбачається підвищення енергоефективності роботи розподільних електромереж шляхом їх реконфігурації, автоматизації та підвищення рівня середньої напруги.Особливо слід відзначити енергоефективну спрямованість даних проєктів, що сприяє реалізації основних положень Енергетичної стратегії України щодо розвитку інфраструктури передачі електроенергії (перш за все за рахунок впровадження нових автоматизованих та інтелектуальних систем для забезпечення інтересів безпеки, економічності і ефективності в роботі нової мережі 20 кВ, що, в свою чергу, є базою для створювання в Україні «розумних енергосистем» – SmartGrid.

Основним пріоритетом у розвитку розподільної мережі 6–10 кВ є поступове переведення мережі на клас напруги 20 кВ з подальшим переходом від триступеневої системи передачі та розподілу електроенергії 110 (150) – 35 – 10 (6) кВ на двоступеневу 110 (150) – 20 кВ.

Розподільні мережі 10 (6) – 35 кВ компанії виконані переважно роз’єднаними радіальної і магістральної конфігурації, які отримують живлення від одного або двох центрів живлення. В міських мережах ці мережі споруджені як замкнуті, але експлуатуються в розімкнутому режимі. Мережі низької напруги 0,4 – 10 (6) кВ сильно розгалужені та характеризуються великою сумарною довжиною. Здебільшого, вони мають великий знос обладнання, низький відсоток автоматизації, застарілий релейний захист і автоматику, великі втрати електроенергії, високий відсоток неперспективних класів напруги (6 і 35 кВ).

Існуюча конфігурація розподільних мереж не завжди задовольняє вимогам надійності електропостачання, в мережах низький рівень розвитку і інтеграції автоматизованих систем оперативно-технологічного управління та моніторингу. Усі перемикання схеми здійснюються вручну оперативним персоналом. Перераховані недоліки мережі 6 кВ знижують (погіршують) індекс середньої тривалості відключень (SAIDI) та індекс середньої частоти відключень у системі (SAIFI) – міжнародних показників надійності електропостачання споживачів. Відносно застаріле обладнання, примітивні схеми і таке ж конструктивне ввиконання робіт розподільчих мереж – це головні причини досить великих втрат електричної енергії, незадовільної надійності електропостачання, значних витрат на аварійно-відновлювальні роботи та на відшкодування збитків для споживачів від аварійного недовідпуску електроенергії, низького рівня безпеки експлуатації електричної мережі (у першу чергу для населення).

Електричні мережі, їх схеми та обладнання у сучасному стані концептуально не адаптовані до вимог, які стоять перед сферою енергозабезпечення. За таких умов система електропостачання не задовольняє вимогам до надійності, якості, а головне не приносить бажаних прибутків. За таких умов настає стан прийняття рішення щодо реконструкції і модернізації електричної системи розподілення.

Зменшення технологічних витрат електричної енергії (енергоефективність) вимірюється через скорочення теплових втрат в елементах мережі. Такі заходи, як то зменшення відстані між виробництвом і споживанням, призведуть до кращого графіка розподілення навантаження. До зменшення втрат призводять також підведення вищої напруги до центрів навантаження та використання сучасного ефективного обладнання в мережі. Енергоефективність сприяє покращенню соціально-економічного ефекту (добробуту) населення.

До переваг при переведенні електричних мереж на клас напруги 20 кВ можна віднести:

– збільшення пропускної спроможності мереж;

– зменшення втрат електроенергії в мережах;

– використання більш ефективного та економічного обладнання (ТП, РП) в габаритах старого;

– зменшення загальної довжини мереж 0,4 кВ та втрат в ній за рахунок використання щоглових КТП 20/0,4 кВ;

– створення резерву потужності для гарантованого надійного електропостачання споживачів;

– економія електроенергії (до 15-20%);

* зменшення струмів короткого замикання;
* покращення показників якості електропостачання SAIDI и SAIFI за рахунок підвищення надійності роботи електрообладнання, зменшення недоотпуску електричної енергії шляхом автоматизації мережі, що, в свою чергу приведе до зменшення витрат на ремонт та експлуатацію мереж.

Впровадження 20 кВ доцільно в містах з високою щільністю електричних навантажень, при проєктуванні нових мереж і реконструкції існуючих, що дозволить дати поштовх розвитку міст, вирішить проблеми зростання навантажень і зниження надійності електропостачання споживачів.

***23.1*** ***[Реконструкція електричних мереж](#ПСВольногорсктабл81" \o "ПС 150/35/20 кВ м. Вільногірськ)*** ***[ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» зі зміною класу напруги 6 кВ на 20 кВ м. Вільногірськ (за сценарієм 2)](#ПСВольногорсктабл81" \o "ПС 150/35/20 кВ м. Вільногірськ)***

**На ввиконання робіт протоколу наради НКРЕКП від 18.07.2016 року № 45/4-16 «Щодо підвищення енергоефективності роботи електричних мереж та зменшення втрат в розподільчих мережах 6 (10) кВ шляхом переходу на більш високий клас напруги 20 кВ зі зміною конфігурації мережі…» ПрАТ ПЕЕМ «ЦЕК» розроблено** в 2017 р. **техніко-економічних обґрунтування (**ТЕО) «Реконструкція електричних мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6 кВ на 20 кВ в м. Вільногірськ» в 2017 р., в якому:

* визначенно доцільність переведення електричних мереж на напругу 20 кВ;
* виконано розрахунок ефективності інвестицій при переведенні електричних мереж з класу напруги 6 кВ на 20 кВ;
* визначено варіанти живлення електричних мереж м. Вільногірськ від мережі 150 кВ;
* визначено вартість і стадійність при реконструкції та новому будівництві об’єктів ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» при переведенні мережі на інший клас напруги;
* визначено черговість та етапність переведення мереж м. Вольногірськ на напругу 20 кВ;
* розроблена конфігурація схеми живлення існуючих споживачів Вільгірських РЕМ та виконано їх оптимізації;
* визначена необхідність компенсації ємнісних струмів в мережі 20 кВ.

На підставі ТЕО виготовлено завдання на проєктування та розроблено проєктну документацію «Реконструкція електричних мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6 кВ на 20 кВ в м. Вільногірськ» в 2018 році.

В зв’язку з значним обсягом необхідних робіт з переоснащення елементів системи розподілу рівня напруги 20 кВ і вище, переведення розподільчих мереж 6 (10) кВ компанії планується виконувати поетапно за сценарієм 2.

Вільногірськ одне з перших міст в Дніпропетровській області, в якому відмовилися від централізованого опалення. Вільногірські РЕМ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» забезпечують електроенергією у м. Вільногірськ споживачів загальною кількістю 12272 особи. Житлова забудова м. Вільногірськ складається із будинків приватного сектору та поверхових будинків багатоквартирної забудови та частково садибною забудовою. Зростання електричних навантажень Вільногірських РЕМ призведе до технічного обмеженення в мережах, а також створить проблеми забезпечення споживачів електроенергією в необхідній кількості та нормованої якості.

Необхідність будівництва ПС 150/20 кВ м. Вільногірськ визначається реконструкцією існуючої мережі 6-10 кВ з реконфігурацією мережі та переведенням на клас напруги 20 кВ.

Джерелом живлення мереж Вільногірських РЕМ є Вільногірський ГМК, який в черговий раз змінює власника. У 2013 році попередній орендатор комбінату зупинив ТЕЦ, яка забезпечувала місто централізованим опалення та гарячою водою. ТЕЦ в теперішній час знаходиться в занедбаному стані, обладнання не ремонтується та розкрадається. Живлення електричних мереж здійснюється від ГРУ-6 кВ ТЕЦ, технічний стан якого визиває занепокоєння і в подальшому може призвести до тривалих аварійних відключень, особливо в зимовий час, що є не прийнятним з огляду на використання електричної енергії населенням для опалення квартир.

Внаслідок зупинки ТЕЦ, значна частина населення міста перейшла на індивідуальне електроопалення, що призвело до значного збільшення навантажень в розподільних мережах з 3 МВт до 10 МВт в зимовий період 2019/2020 рр. та підвищення аварійності, збільшення часу перерв в електропостачанні споживачів. Зростання електричних навантажень Вільногірських РЕМ призведе дотехнічного обмеженення в мережах, а також створить проблеми забезпеченняспоживачів електроенергією в необхідній кількості та нормованої якості.

Після переходу населення на електроопалення щільність навантаження склала 0,6 МВт/км2.

Треба зауважити, що зі схожими проблемами також стикаються і інші міста області.

Вільногірські РЕМ на сьогоднішній день обслуговують;

* повітряні лінії 0,4 кВ довжиною 39,42 км;
* кабельні лінії 0,4 кВ 12,53км;
* кабельні лінії 6 кВ загальною довжиною 27,26 км;
* середня довжина фідерів 0,4 кВ -1,01 км, максимальна – 4,219 км;
* середня довжина фідерів 6 кВ -0,63 км, максимальна – 1,4 км;
* трансформаторні підстанції і розподільчі пункти напругою 6/0,4 кВ загальною кількістю 30 шт.;
* завантаження електричних мереж та ПС, ТП – 70%;
* пропускна спроможність мереж за розрахунками – 14,7 МВт.

Технічний стан ПЛ 0,4 кВ незадовільний, що обумовлено значним терміном експлуатації – 58,5% потребують капітального ремонту, 21,5% потребує повної реконструкції.

Незадовільний технічний стан КЛ-6 кВ. Більше 66% цих ліній відпрацювало більше 30 років, а отже потребують повної заміни. Силові трансформатори 42% відпрацювало більше 25 років. Враховуючи довгий термін експлуатації обладнання, його моральну та технічну застарілість, досягти значного зменшення втрат електричної енергії не вдається. Отже, з переходом на 20 кВ очікується зменшення витрат з 6907 тис.кВт·год (13,13%) до 1806,52 тис. кВт·год (4,27 %).

Аналіз амортизації основних засобі Вільногірських РЕМ показав, що обсяги старіння обладнання випереджають обсяги капіталовкладень, які передбачаються інвестиційними програмами. Якщо враховувати, що на початок 2019 року на електроопалення переведено до 30% населення, то прогноз навантаження до 2024 року, з урахуванням переведення на елекроопалення 100% буде складати орієнтовно 37,49 МВт.

# Підтримання безаварійної роботи та усунення наслідків технологічних порушень потребує значних матеріальних ресурсів, які могли б бути направлені на покращення технічного стану мереж. Внаслідок незадовільного стану та росту навантажень, максимально зафіксоване відхилення напруги у споживачів: -18%, що виходить за межі дозволеного (за ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрическойэнергии в системах электроснабжения общего назначения»max+ 10 %).Розподільні мережі на класи напруги 6 кВ стали неефективними, морально застарілими та неконкурентоспроможними. Зважаючи на досвід розвинутих країн Європи, а також з урахуванням історично сформованих підходів побудови розподільних мереж нашої країни, для підвищення надійності та якості електропостачання споживачів м. Вільногірська (з можливим розширенням мережі на близькі села), ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» вважає за доцільне виконати переведення мереж напругою 6 кВ на напругу 20 кВ. Для цього необхідне джерело живлення, яке забезпечить надійне електропостачання споживачів

Будівництво двотрансформаторної підстанції 150/35/20 кВ дозволить не тільки вирішити питання надійності постачання, а також дозволить створити резерв для підключення нових споживачів.

Місце розташування нової ПС-150/35/20 кВ вибрано з урахуванням можливості підключення безпосередньо до шин 150 кВ ПС 330 кВ ВДГМК «НЕК «УКРЕНЕРГО», що дозволить збільшити надійність електропостачання розподільної мережі у м. Вільногірськ. В зв’язку з чим необхідно виконати розширення РУ-150 кВ ПС 330 кВ «ВДГМК» для приєднання двох ПЛ-150 кВ (0,23 км АС-240).

Вимоги НЕК «УКРЕНЕРГО»:

* застосування триобмоткових трансформаторів 150/35/20 кВ потужністю не менш ніж 50 МВА кожен з перведенням на неї приєднань 35 кВ з ПС 330 кВ «ВДГМК» на ввиконання робіт вимог СОУ НЕК 20.261:2017 «технічна політика ДП «НЕК «Укренерго» у сфері розвитку иа експлуатації магістральних та міждержавних електричних мереж».

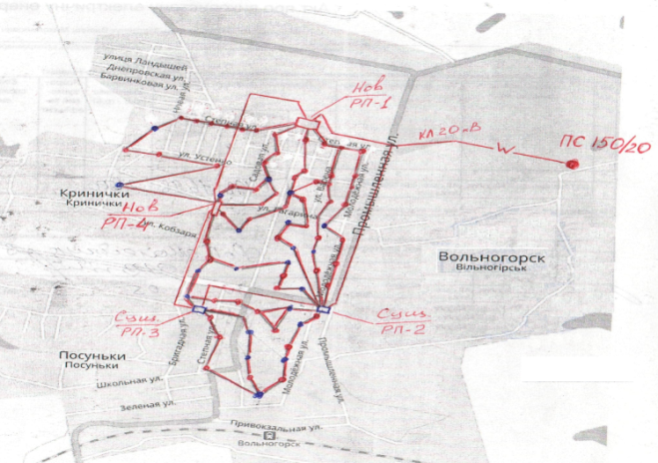
Всі вимоги НЕК «УКРЕНЕРГО» будуть враховані при виконанні умов договору на приєднання до мереж оператора системи передачі.

Планується використання в трансформаторних підстанціях секційних вимикачів із застосуванням телемеханіки. Також, планується використання автоматичної системи з обліку електроенергії з використанням технологій Smart Grid, які дозволять знизити експлуатаційні витрати, виявляти крадіжки електроенергії та підвищити рівень надійності електропостачання.

Вибір напруги розподільчої мережі 20 кВ обумовлений наступними факторами:

* зменшення втрат електроенергії в мережах, підвищити якість електроенергії;
* зменшення струмів короткого замикання;
* покращення живлення окремих віддалених споживачів;
* збільшення пропускної спроможності мереж;
* створення резерву потужності для гарантованого надійного електропостачання споживачів;
* покращення показників якості електропостачання SAIDI и SAIFI за рахунок підвищення надійності роботи електрообладнання, при умові автоматизації мереж, що, в свою чергу, приведе до зменшення витрат на ремонт та експлуатацію мереж.

**Карта-схема м. Вільногірськ (існуюча) Карта-схема м. Вільногірськ (після комплексної реконструкції)**



**24.АНАЛІЗ ВИТРАТ ТА ВИГОД ПРОЄКТІВ З РОЗВИТКУ СИСТЕМИ РОЗПОДІЛУ**

Заходи з будівництва, реконструкції та технічного переоснащення електричних мереж ПрАТ «ПЕЕМ «Центральна енергетична компанія» потребують значних капітальних вкладень. Обсяги фінансування, передбачені діючими тарифами на розподіл електроенергії, на технічне переоснащення електрообладнання, є недостатніми для ввиконання робіт в повному обсязі заходів, визначених Планом розвитку. Тарифні джерела на покриття капіталовкладень (амортизаційні відрахування, прибуток від ліцензованої діяльності, доходи від реактивної електроенергії) забезпечують виключно підтримку обладнання у належному технічному стані та покривають витрати на ліквідацію технологічних порушень та аварійних ситуацій. Комплексний підхід до реконструкції та переоснащенню розподільних мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» може забезпечити перехід на стимулююче тарифоутворення.

Для реалізації заходів Плану розвитку розподільних мереж на 2021-2025 роки за сценарієм 1 необхідно 283077 тис.грн. без ПДВ, в т.ч.:

**Таблиця 25.1**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | 2021 рік | 2022 рік | 2023 рік | 2024 рік | 2025 рік | Всього |
| **Інвестиції разом, в т.ч.:** | **46296** | **51034** | **56127** | **61729** | **67891** | **283 077** |
| ***ПЛ*** | **11294** | **21428** | **15378** | **9970** | **12799** | **70 871** |
| ЛЕП 10-0,4 кВ | 11294 | 5751 | 5402 | 8111 | 12799 | **43 358** |
| ЛЕП -150-35 кВ | 0 | 15677 | 9976 | 1860 | 0 | **27 513** |
| ***ПС*** | **23427** | **16847** | **26717** | **36326** | **38119** | **141 437** |
| ПС-150-35 | 12447 | 13437 | 24167 | 33336 | 35889 | **119 277** |
| ТП, РП | 10980 | 3410 | 2550 | 2990 | 2230 | **22 160** |
| інше | **11574** | **12759** | **14032** | **15432** | **16973** | **70 769** |

за сценарієм 2 необхідно 1349001 тис.грн. без ПДВ, в т.ч.:

**Таблиця 25.2**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | 2021 рік | 2022 рік | 2023 рік | 2024 рік | 2025 рік | Всього |
| **Інвестиції разом, в т.ч.:** | **218603** | **243700** | **267986** | **294682** | **324030** | **1349001** |
| ***ПЛ*** | **61788** | **18577** | **57415** | **46659** | **58044** | **242481** |
| ЛЕП 10-0,4 кВ | 12410 | 15883 | 39076 | 35271 | 43044 | **145684** |
| ЛЕП -150-35 кВ | 49377 | 2693 | 18339 | 11388 | 15000 | **96798** |
| ***ПС*** | **102165** | **164198** | **143575** | **174353** | **184979** | **769269** |
| ПС-150-35 | 90108 | 144077 | 128364 | 158827 | 158687 | **680063** |
| ТП, РП | 12056 | 20122 | 15211 | 15526 | 26292 | **89206** |
| інше | **54651** | **60925** | **66997** | **73671** | **81008** | **337250** |

Реалізація запропонованих заходів дозволить:

* підвищити надійність електропостачання;
* підвищити соціально-економічний ефект, збільшити пропускну спроможність електричної розподільної мережі;
* збільшити радіус покриття споживачів;
* знизити втрати електричної енергії, збільшити енергоефективність;
* зменшити струми короткого замикання;
* підвищити якість напруги в електричній розподільній мережі;
* вирішити проблеми переходу на електроопалювання комунально-побутових споживачів;
* забезпечити можливість приєднання нових ВДЕ;
* збільшити технічну стійкість експлуатаційної безпеки та гнучкість електричних мереж;
* підвищити рівень автоматизації мережі з покращенням показників якості електропостачання SAIDI и SAIFI за рахунок підвищення надійності роботи електрообладнання, що призводить до зменшення витрат на ремонт та експлуатацію мереж.

При підвищенні класу напруги до 20 кВ при однаковому перерізі проводу пропускна спроможність мереж 10 кВ збільшується у 2 рази, 6 кВ – 3,3 рази, зменшуються падіння напруги та втрати потужності в лініях. При однаковому навантаженні мережі це співвідношення становить ¼ для мережі 10 кВ, 1/11,1 для мережі 6 кВ.

Результати досліджень вказують на зниження приведених втрат електроенергії в розподільних кабельних та повітряних лініях електропередачі при переведенні їх на напругу 20 кВ.

Застосування нового сучасного технологічного обладнання: елегазових, вакуумних вимикачів, стовпових ТП, в мережах дозволить перейти на вищий рівень електропостачання споживачів, суттєво зменшити технологічні втрати, підвищити якість електроенергії, енергобезпеку й надійність функціонування систем електропостачання, створити резерв потужності для гарантованого надійного електропостачання споживачів, встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності, заміну недовантажених трансформаторів та силових трансформаторів з великими втратами холостого ходу тощо.

Це пояснюється кращими параметрами нових електричних комутаційних апаратів: вимикачів, роз’єднувачів, створених з кращими властивостями ізоляційних матеріалів, впровадженням багатофункціональної мікропроцесорної автоматики для нової електричної мережі.

Економічна ефективність капіталовкладень в енергетику визначена згідно ГКД 340.000.002-97 «Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі».

Вихідні економічні показники та результати розрахунків інтегральних показників ефективності наведено нижче в таблиці 17.2.

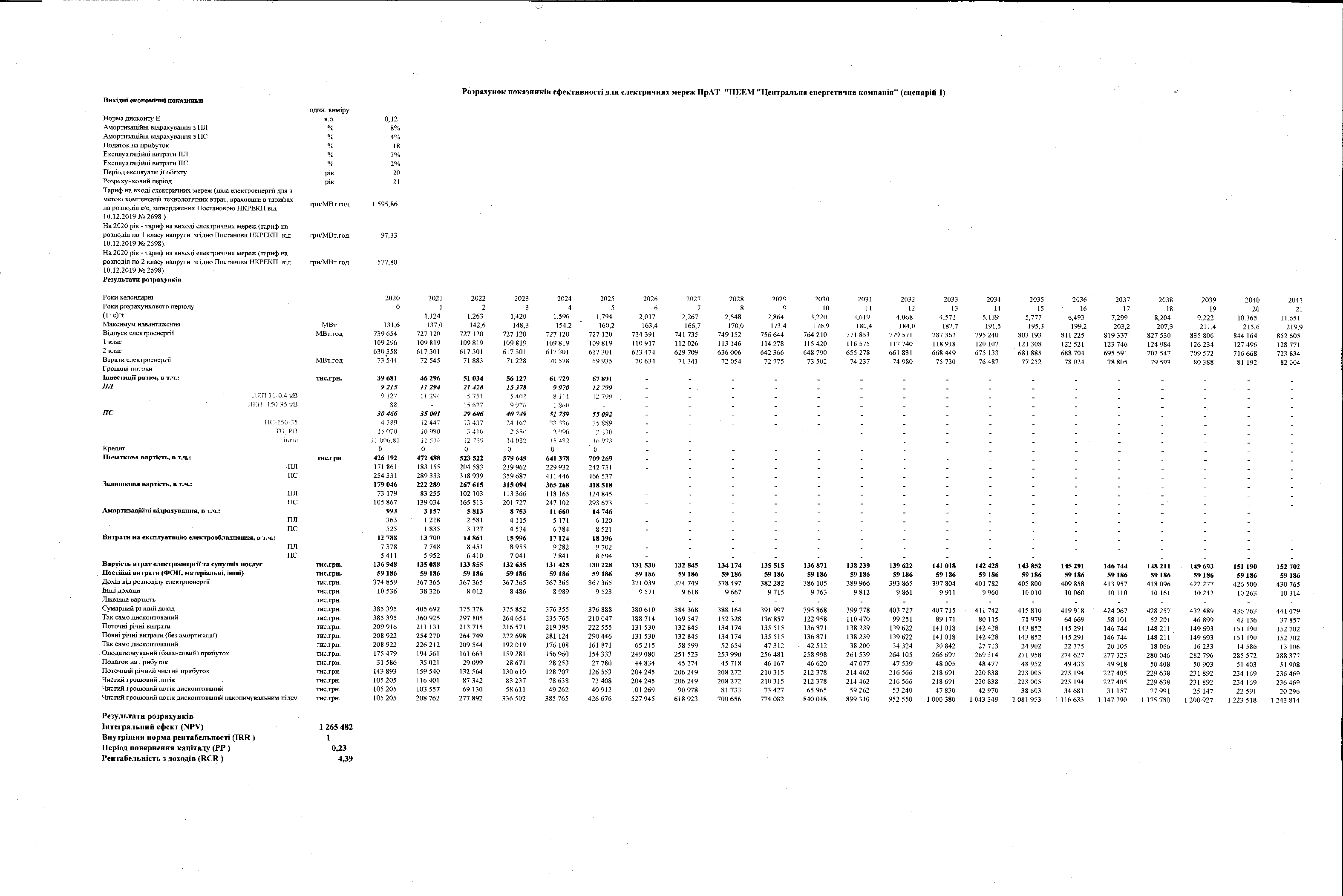
Динаміка зміни чистих грошових потоків, забезпечених прибутком від розподілу електричної енергії, відображена на рисунках 1, 2.

Рисунок 1 (сценарій 1)

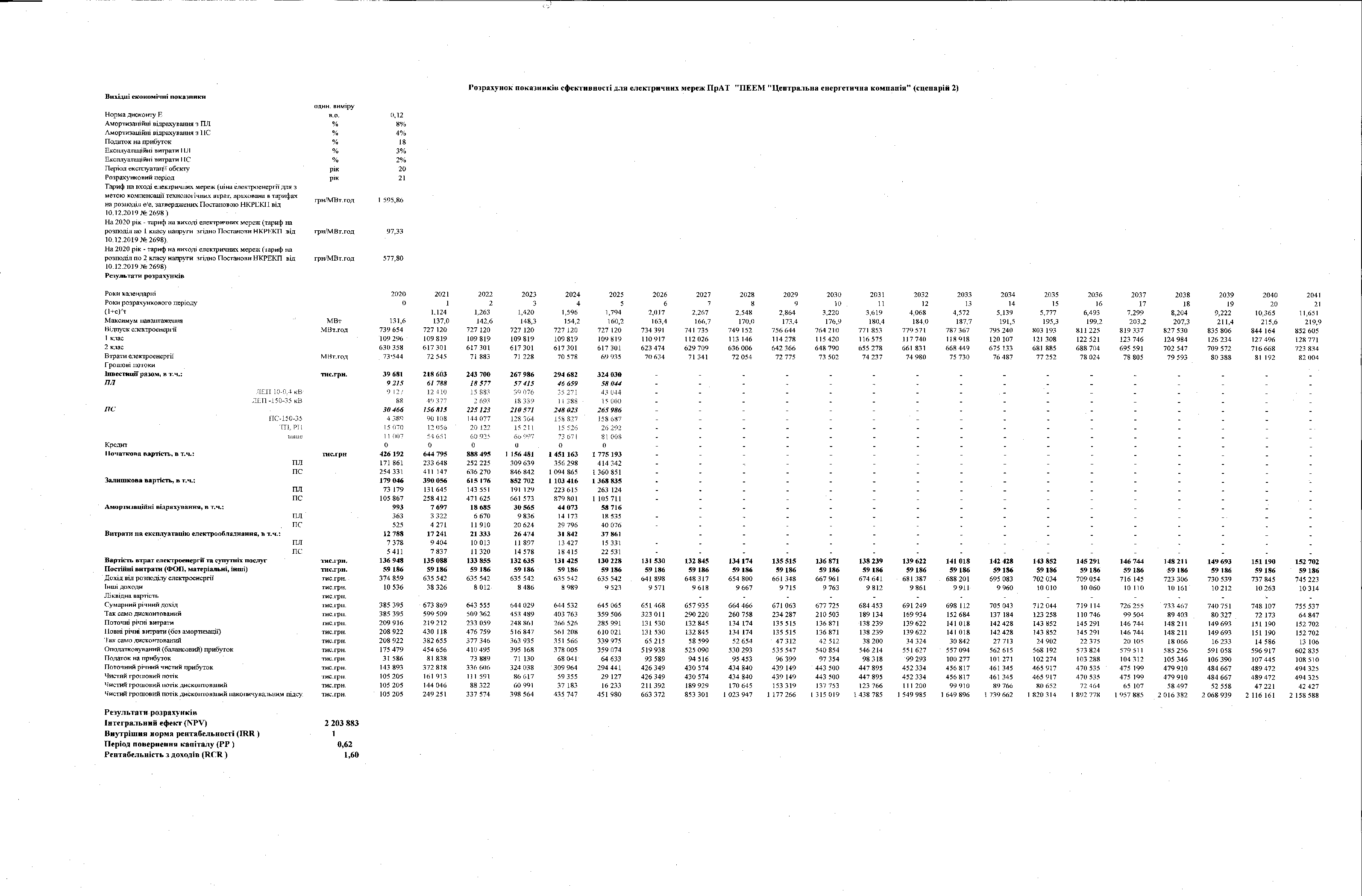
Рисунок 2 (сценарій 2)

Наведені результати розрахунків свідчать, що розроблені інвестиційні проєкти є ефективними, оскільки період повернення інвестору вкладених коштів становить 1 рік.

**Таблиця 25.3**



**Таблиця 25.4**



**[ВИСНОВОК](#Висновок23зміст" \o "зміст)**

План розвитку оператора системи розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК», в першу чергу, направлений на задоволення потреб споживачів, а саме - забезпечення їх безперебійним та якісним електропостачання.

У зв’язку з цим пріоритетним напрямком компанії є реконструкція, модернізації та технічне переоснащення фізично зношеного та морально застарілого обладнання підстанцій та мереж.

Планом розвитку передбачені заходи щодо підвищення енергоефективності роботи розподільних мереж компанії за рахунок переведення мереж на більш високий клас напруги (20 кВ) та підвищення рівня автоматизації мереж, заміна голих проводів на ізольовані проводи марки СІП, заміну силових трансформаторів на трансформатори з меншими втратами неробочого ходу та короткого замикання.

Реконструкція та технічне переоснащення електричних мереж компанії планується з використанням сучасного обладнання: силових трансформаторів з покращеними технічними характеристиками та конструктивними особливостями. Також, для підвищення надійності електропостачання споживачів компанії, зменшення тривалості відключень та недовідпуску електроенергії на ПЛ-6 кВ, планується встановити реклоузери.

Впровадження зазначених в Плані розвитку системи розподілу (ПРСР) коштів дозволить підвищити енергоефективність, зменшити відключення споживачів, що напряму пов’язане зі зменшенням недовідпуску електричної енергії, та привести такі показники якості електричної енергії, які обумовлені втратами (падінням) напруги на дільниці мережі, від якої живиться споживач до вимог [ДСТУ:EN 50160-2014](javascript:void(0);" \o "ДСТУ:EN 50160-2014). ПРСР враховує також залучення коштів на ввиконання робіт проєктно-вишукувальних робіт по реконструкції мереж.

**[ДОДАТКИ](#Додатки231зміст" \o "зміст)**