Додаток 1.1

1. Будівництво, модернізація та реконструкція електричних мереж та обладнання

Всі заходи першого розділу Інвестиційної програми АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» на 2019 рік не пов’язані з виконанням заходів по приєднанню.

Всі заходи інвестиційної програми 2019 року пройшли публічні громадські обговорення відповідно до постанови НКРЕКП від 30.06.2017 № 866.

Всі заходи першого розділу інвестиційної програми 2019 року передбачені до виконання Планом розвитку розподільчих мереж АТ «Чернігівобленерго» на 2016-2020 роки (ППР).

**. Порівняльний аналіз звітних показників надійності електропостачання.**

В таблиці 1 наведений аналіз отриманих звітних показників в порівнянні з аналогічним періодом 2017 року. Показники надійності електропостачання отримані шляхом обробки інформації, зафіксованої у відповідних реєстрах, наданих відокремленими підрозділами Товариства протягом 9-х місяців звітного періоду:

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

Таблиця 1

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Квартал, рік** | **Рівень напруги, кВ** | **Індекс середньої**  **тривалості довгих перерв**  **(SAIDI), хв.** | | | **Індекс середньої частоти довгих перерв(SAIFI)** | | | **Розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії**  **(ENS), тис. кВт·год** | | |
| Заплановані перерви | Незаплановані (аварійні)  перерви | **Всього** | Заплановані перерви | Незаплановані (аварійні)  перерви | **Всього** | Заплановані перерви | Незаплановані (аварійні)  перерви | **Всього** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** |
| **IІІ кв. 2018 р.** | 110 - 154 | 0,49 | 0,54 | 1,03 | 0,03 | 0,04 | 0,06 | 0,86 | 1,32 | 2,17 |
| 27,5 - 35 | 16,70 | 15,77 | 32,37 | 0,72 | 0,32 | 1,04 | 33,32 | 34,80 | 68,11 |
| 6 - 20 | 395,23 | 272,18 | 667,50 | 2,55 | 3,29 | 5,84 | 899,36 | 696,03 | 1595,38 |
| 0,4 | 108,51 | 80,80 | 189,31 | 0,48 | 0,48 | 0,96 | 225,10 | 146,99 | 372,08 |
| **Усього** | 520,93 | 369,35 | 890,18 | 3,78 | 4,12 | 7,90 | 1158,63 | 879,13 | 2037,76 |
| **IІІ кв. 2017 р.** | 110 - 154 | 0,37 | 1,52 | 1,87 | 0,02 | 0,06 | 0,08 | 0,77 | 3,55 | 4,32 |
| 27,5 - 35 | 17,46 | 18,41 | 35,97 | 0,51 | 0,40 | 0,91 | 61,51 | 34,13 | 95,64 |
| 6 - 20 | 441,81 | 335,33 | 777,14 | 2,84 | 2,93 | 5,76 | 1065,56 | 812,20 | 1877,77 |
| 0,4 | 116,83 | 80,89 | 197,72 | 0,48 | 0,48 | 0,96 | 244,86 | 149,96 | 394,81 |
| **Усього** | 576,45 | 436,15 | 1012,70 | 3,85 | 3,86 | 7,72 | 1372,70 | 999,85 | 2372,54 |

Аналізуючи дані таблиці 1 можна зробити висновок, що в порівнянні з аналогічним періодом 2017 року показники SAIDI та ENS зменшились: індекс середньої тривалості довгих перерв (SAIDI) на **13 %** (через зменшення тривалості як запланованих (на 11 %), так і аварійних перерв (на 18 %), розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (ENS) на **16 %** (через зменшення обсягу недовідпущеної електроенергії при виконанні як запланованих (на 18 %), так і аварійних робіт (на 14 %)), а індекс середньої частоти довгих перерв (SAIFI) незначно зріс на 2 **%** (через збільшення частоти запланованих перерв на 6 %)

Найбільший показник розрахункового обсягу недовідпущеної електроенергії по Товариству має місце на рівні напруги 6-20 кВ (1595,38 тис. кВт\*год.), що складає **78 %** від загального обсягу недовідпущеної електроенергії за IІІ квартали, 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 899,4 тис. кВт\*год., що складає **44 %** від загального обсягу недовідпущеної електроенергії. Показник обсягу недовідпущеної електроенергії на рівні напруги 6-20 кВ, який виник через незаплановані (аварійні) перерви в електропостачанні становить 696,3 тис. кВт\*год., що складає **34 %** від загального обсягу недовідпущеної електроенергії. Відповідно показники ENS на інших рівнях напруги становлять: 0,4 кВ - **18 %**, 35-154 кВ - **4 %** від загального обсягу електроенергії, недовідпущеної в IІІ кварталі 2018 р.

Слід зазначити, що найбільший показник ENS за IІІ квартали 2018 року мають: Чернігівські МЕМ (334,8тис. кВт\*год.), Прилуцький РЕМ (259,9 тис. кВт\*год.) та Ніжинський РЕМ (178,4 тис. кВт\*год.).

**Лінії 0,4 кВ з найбільшим показником SAIDI по технологічним порушенням:**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **№ з/п** | **Назва підрозділу** | **Диспетчерська назва обладнання** | **SAIDI** |
| 1 | Ніжинський РЕМ | КТП-112 Л-1 | 0,335 |
| 2 | Ічнянський РЕМ | ПЛ 0,4 кВ Л-2 від КТП-162 | 0,301 |
| 3 | Чернігівські МЕМ | ПЛ 0,4 кВ ТП-22 р.Круговая | 0,301 |
| 4 | Менський РЕМ | КТП-1215 Л-4 | 0,268 |
| 5 | Чернігівські МЕМ | ПЛ 0,4 кВ ТП-90 ул. Костр Руднева | 0,242 |
| 6 | Чернігівські МЕМ | ПЛ 0,4 кВ ТП-139 р.Город | 0,234 |
| 7 | Менський РЕМ | КТП-1045 Л-2 | 0,229 |
| 8 | Чернігівські МЕМ | ПЛ 0,4 кВ ТП-258 р.Черкасская | 0,222 |
| 9 | Ріпкинський РЕМ | ПЛ 0,4 Л-1 КТП-416 | 0,212 |
| 10 | Чернігівський РЕМ | ПЛ 0,4 кВ Л-03 від КТП-503 | 0,211 |

Реконструкція ПЛ 0,4 кВ ТП-90 ул. Костр Руднева в м. Чернігів включено в інвестиційну програму на 2019 рік.

**Заходи направлені на зниження показника SAIDI**

Тримати на контролі комплектацію лінійними роз’єднувачами (ЛР) для заміни неоперативних ЛР та встановлення додаткових для зменшення часу пошуку місця пошкодження в мережах 6-20 кВ.

Посилити контроль за підтриманням в належному стані комутаційного обладнання прохідних ТП, РП для забезпечення можливості резервування ЛЕП 10 кВ.

Розглянути доцільність будівництва резервних перемичок між ЛЕП 6-10 кВ та, в разі потреби, включити їх будівництво до інвестиційної програми.

Продовжити роботу з обладнання ПС 35-110 кВ засобами телемеханіки, релейного захисту, автоматики та зв’язку з диспетчерськими службами, а також комутаційними апаратами з приводами, сумісними з вищевказаними засобами телемеханіки для можливості дистанційного керування комутаційними апаратами на ПС 35-110 кВ з метою зменшення часу реагування на відключення електрообладнання 10-110 кВ, зменшення витрат часу та паливо-мастильних матеріалів, пов’язаних з роз’їздами для проведення перемикань та пошуку місця пошкодження.

Забезпечити ПЛ 10 кВ засобами автоматичного керування та захисту (реклоузерами) з метою зменшення часу реагування на відключення ПЛ 10 кВ, зменшення витрат часу та паливо-мастильних матеріалів, пов’язаних з роз’їздами для проведення перемикань та пошуку місця пошкодження.

**Інформація щодо розміщення пристроїв фіксації/аналізу показників якості електроенергії та планів щодо їх встановлення.**

Cтаном на 01.01.2019 парк приладів для вимірювання показників якості електричної енергії (ПЯЕЕ) ПАТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» складає три прилади - SATEC PM175 – 1 шт., ПАРМА РК3.01 – 2 шт..

SATEC PM175 є приладом стаціонарної установки та призначений для проведення вимірювань ПЯЕЕ в мережах 6-110 кВ у вторинних колах напруги 100В в стаціонарних умовах експлуатації у відповідності до ДСТУ:EN 50160-2014 та ГОСТ 13109-97.

SATEC PM175 встановлено на ПС 110/35/10 кВ «Корюківка» на II секції шин 10 кВ приєднання Л-10 «КТЕС Ввод 1-2» і виконує функції контролю та моніторингу ПЯЕЕ у відповідності до Кодексу систем розподілу.

ПАРМА РК3.01 є переносними приладами, призначеними для вимірювання ПЯЕЕ в мережах 220/380В у відповідності до ГОСТ 13109-97. Використовувались, у відповідності до Кодексу систем розподілу під час розгляду скарги/звернення/претензії споживача щодо якості електричної енергії. Прилади потребують технічного обслуговування. ПАРМА РК3.01 вже 5 років як зняті з виробництва, морально застарілі і не забезпечують вимірювання у відповідності до ДСТУ EN 50160:2014 та ДСТУ IEC 61000-4-30:2010 як того вимагає Кодекс систем розподілу (розділ 6.2. та п. 11.4.6). Вироблені на підприємстві «Парма» (Россія), що ускладнює проведення технічного обслуговування та ремонту приладів.

Для виконання вимог Кодексу систем розподілу стосовно вимірювання та моніторингу показників якості електричної енергії в АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» край необхідно придбання сучасних переносних засобів вимірювальної техніки що відповідають вимогам діючим ДСТУ EN 50160:2014 та ДСТУ IEC 61000-4-30:2010. До таких приладів відносяться трифазні вимірювачі METREL MI 2892 Power Master та однофазні РЕ-01 (чи подібні). Оснащення такими приладами - METREL MI 2892 Power Master – 1 шт., РЕ-01 – 2 шт., дасть змогу оперативно та у вказані терміни реагувати на скарги/звернення/претензії споживачів а також здійснювати моніторинг ПЯЕЕ.

**Інформація щодо улаштування «інтелектуального» обліку електричної енергії.**

У відповідності до «Концепції впровадження АСКОЕ побутових споживачів в АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» в 2019 році планується впровадження 12430 однофазних та 780 трифазних лічильників електроенергії, 80 маршрутизаторів - концентраторів. Всього буде задіяно 11 відокремлених підрозділів, 80 трансформаторних підстанцій. А саме: Чернігівські міські електромережі, Ніжинський, Прилуцький, Чернігівський, Бахмацький, Бобровицький, Ріпкинський, Ічнянський, Корюківський, Менський, Н. Сіверський РЕМи. Таким чином на кінець 2019 року буде введено в експлуатацію ще 50 «підсистем» АСКОЕ побут АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО».

**Фактичні витрати електроенергії в системі розподілу електроенергії та заходи направленні на їх зниження.**

Фактичні витрати електроенергії в системі розподілу електроенергії АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» склали 277,074 т.кВт.г, або 13,55%, прогноз на 2019 рік: 269,789 т.кВт.г, або 13,17 %. Заходи, направлені на зниження фактичних ТВЕ систематизовані в «Комплексній програмі по зниженню ТВЕ в АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» на 2019 рік»

Заходи програми зокрема передбачають: заміну «протермінованих» лічильників електроенергії, впровадження вимірювальних трансформаторів класу точності 0,5s, здійснення «пофідерного» аналізу ТВЕ, рейдову роботу, реконструкцію розподільчих мереж (оптимізація навантажень, використання СІП, «винесення» приладів обліку на фасади будівель інше).

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **1. Організаційні заходи** | |  | |  |  |
| № п/п | Найменування заходів | | | Термін виконання | |
|
| 1 | Замір реактивної складової навантаження на приєднаннях ПС 110, 35 кВ в основній мережі АТ "ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО" та вживання заходів по оптимізації мереж. | | | 2 рази на | |
| 2 | Відключення трансформаторів в режимах малих навантажень на ПС 110, 35 кВ. | | | постійно | |
| 3 | Оптимізація робочих напруг в центрах живлення мереж 110, 35 кВ. | | | постійно | |
| 4 | Інформування населення про відповідальність та наслідки розкрадання електроенергії. | | | на протязі року | |
| 5 | Контроль за виконанням РЕМ, МЕМ, ВЕМ організаційно-технічних заходів по зниженню ТВЕ в мережах Товариства. | | | щомісячно | |
| **2. Технічні заходи** | | |  |  |  |
| № п/п | Найменування заходів | | Од. вимір. | Термін викон. | Кількість |
|
| 2.1 | Заміна дротів на перевантажених повітряних лініях 10 кВ | | км | І кв-л | 0,400 |
| ІІ кв-л | 0 |
| ІІІ кв-л | 8,060 |
| ІV кв-л | 0 |
| 2.2 | Заміна дротів на перевантажених повітряних лініях 0,4 кВ | | км | І кв-л | 1,470 |
| ІІ кв-л | 11,873 |
| ІІІ кв-л | 30,083 |
| ІV кв-л | 2,890 |
| 2.3 | Заміна недовантажених силових трансформаторів на ТП 10/0,4 кВ | | МВА | І кв-л | 0 |
| ІІ кв-л | 0,090 |
| ІІІ кв-л | 0,060 |
| ІV кв-л | 0,150 |
| 2.4 | Розчищення трас на ПЛ 10 кВ | | км | І кв-л | 181,155 |
| ІІ кв-л | 263,420 |
| ІІІ кв-л | 249,146 |
| ІV кв-л | 182,546 |
| 2.5 | Розчищення трас на ПЛ 0,4 кВ | | км | І кв-л | 401,915 |
| ІІ кв-л | 481,057 |
| ІІІ кв-л | 519,335 |
| ІV кв-л | 388,573 |
| 2.6 | Повірка трансформаторів струму 10 кВ, встановлених в комерційних обліках | | шт. | на протязі року |  |
| 2.7 | Повірка трансформаторів струму 35 кВ, встановлених в комерційних обліках | | шт. | на протязі року |  |
| 2.8 | Повірка трансформаторів струму 110 кВ, встновлених в комерційних обліках | | шт. | на протязі року |  |
| 2.9 | Повірка трансформаторів напруги 6 - 10 кВ, встановлених в комерційних обліках | | шт. | на протязі року |  |
| 2.10 | Повірка трансформаторів напруги 35 кВ, встановлених в комерційних обліках | | шт. | на протязі року |  |
| 2.11 | Повірка трансформаторів напруги 110 кВ, встановлених в комерційних обліках | | шт. | на протязі року |  |

**Інформація щодо показників комерційної якості надання послуг з розподілу електричної енергії за 3 квартал 2018 року**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Код послуги | Тип послуги | 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 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| S1 | Приєднання до мереж системи розподілу: | 569 | 569 | 0 |  | 0,55 |  |  |
| S1.1 | видача технічних умов на приєднання разом з проектом договору про приєднання: | 379 | 379 | 0 |  | 0,77 |  |  |
| S1.1.1 | стандартне приєднання (пункт 4.5.5\*) | 302 | 302 | 0 | 10 роб. днів | 0,59 |  |  |
| S1.1.2 | нестандартне приєднання (без необхідності погодження ТУ з ОСП) (пункт 4.5.6\*) | 76 | 76 | 0 | 10 роб. днів | 1,41 |  |  |
| S1.1.3 | нестандартне приєднання (з необхідністю погодження ТУ з ОСП) (пункт 4.5.6\*) | 1 | 1 | 0 | 20 роб. днів | 5,00 |  |  |
| S1.2 | подання робочої напруги для проведення випробувань електрообладнання (пункт 4.7.6\*) | 28 | 28 | 0 |  | 0,21 |  |  |
| S1.2.1 | не потребує припинення електропостачання інших Користувачів | 25 | 25 | 0 | 5 роб. днів | 0,16 |  |  |
| S1.2.2 | потребує припинення електропостачання інших Користувачів | 3 | 3 | 0 | 10 роб. днів | 0,67 |  |  |
| S1.3 | підключення електроустановок Замовника до електричної мережі (пункт 4.8.4\*) | 162 | 162 | 0 |  | 0,09 |  |  |
| S1.3.1 | не потребує припинення електропостачання інших Користувачів | 19 | 19 | 0 | 5 роб. днів | 0,21 |  |  |
| S1.3.2 | потребує припинення електропостачання інших Користувачів | 143 | 143 | 0 | 10 роб. днів | 0,08 |  |  |
| S2 | Видача: | 239 | 239 | 0 |  | 0,17 |  |  |
| S2.1 | паперового примірника укладеного договору про надання послуг з розподілу (пункт 2.1.4\*\*) | 157 | 157 | 0 | 3 роб. дні | 0,05 | 1 | 0,64% |
| S2.2 | підписаного ОСР паспорту точки розподілу (пункт 2.1.4\*\*) | 82 | 82 | 0 | 10 роб. днів | 0,40 |  |  |
| S3 | Відновлення електроживлення електроустановки споживача: | 1152 | 1152 | 0 |  | 0,01 |  |  |
| S3.1 | яка була відключена за заявою споживача (пункт 11.5.11\*, пункт 7.13\*\*) | 11 | 11 | 0 | 5 роб. днів | 0,55 |  |  |
| S3.2 | яка була відключена за ініціативою ОСР (пункт 11.5.23\*, пункт 7.12\*\*) | 1141 | 1141 | 0 |  | 0,00 |  |  |
| S3.2.1 | у міській місцевості | 849 | 849 | 0 | 3 роб. дні | 0,00 | 1 | 0,12% |
| S3.2.2 | у сільській місцевості | 292 | 292 | 0 | 5 роб. днів | 0,00 |  |  |
| S3.3 | яка була відключена за зверненням електропостачальника (пункт 7.12\*\*) | 0 | 0 | 0 |  | 0,00 |  |  |
| S3.3.1 | у міській місцевості | 0 |  |  | 3 роб. дні |  |  |  |
| S3.3.2 | у сільській місцевості | 0 |  |  | 5 роб. днів |  |  |  |
| S4 | Перевірка лічильника (пункт 6.11 розділу XIII \*\*\*) | 1 | 1 | 0 | 20 днів | 3,00 |  |  |
| S5 | Розгляд звернень/скарг/претензій споживачів: | 646 | 646 | 0 |  | 1,69 |  |  |
| S5.1 | розгляд звернень/скарг/претензій споживачів (пункт 13.1.4\*) | 468 | 468 | 0 | 30 днів | 2,00 |  |  |
| 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\*) | 109 | 109 | 0 | 45 днів | 0,44 |  |  |
| S5.3 | розгляд звернень споживачів щодо перевірки правильності рахунку за послуги з розподілу електричної енергії (пункт 13.1.4\*) | 5 | 5 | 0 | 5 роб. днів | 0,80 |  |  |
| S5.4 | розгляд скарг (претензій) щодо якості електричної енергії (пункт 13.2.1\*) | 62 | 62 | 0 |  | 1,40 |  |  |
| S5.4.1 | якщо вимірювання параметрів якості електричної енергії не проводяться | 5 | 5 | 0 | 15 днів | 4,20 |  |  |
| S5.4.2 | у разі проведення вимірювань параметрів якості електричної енергії | 57 | 57 | 0 | 30 днів | 1,16 |  |  |
| S5.5 | розгляд звернень Споживачів щодо відшкодування збитків, завданих внаслідок недотримання ОСР показників якості електропостачання (пункт 13.3.1\*) | 2 | 2 | 0 | 30 днів | 9,00 |  |  |
| **Разом** | | 2607 | 2607 | 0 |  | 0,56 | 2 | 0,08% |

**Аналітична інформація щодо виконання заходів з підвищення енергоефективності функціонування розподільних електричних мереж АТ "Чернігівобленерго"**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Найменування ліцензіата | Заходи з енергоефективності (назва енерговузла) | | | Заходи ІП 2017 | Заходи ІП 2018 | Заходи ІП 2019 |
| АТ "Чернігівобленерго" | Реконфігурація з підвищенням рівня середньої напруги | 1 | Машево | ТЕО щодо підвищення енергоефективності роботи розподільчих мереж шляхом їх реконфігурації з автоматизацією та переходом на ступінь напруги 20 кВ розподільчих електричних мереж напругою 10 кВ при реконструкції ПС 110/10 кВ «Машево» |  |  |
| ПКД з реконструкції ПС 110/10 кВ "Машево" в с. Машево, Семенівського району, Чернігівської області (1-2 черга) | ПКД з реконструкції ПС 110/10 кВ "Машево" в с. Машево, Семенівського району, Чернігівської області (1-2 черга) |  |
| ПКД з реконструкції мереж 0,4-10 кВ від ПС "Машево" з метою підвищення енергоефективності електричних розподільних мереж в Семенівському районі Чернігівської області 1-2 черга | ПКД з реконструкції мереж 0,4-10 кВ від ПС "Машево" з метою підвищення енергоефективності електричних розподільних мереж в Семенівському районі Чернігівської області 1-2 черга |  |
|  | ПКД з реконструкції лінії електропередач від ПС "Машево" по підвищенню енергоефективності електричних розподільних мереж в Семенівському районі Чернігівської області (3 черга) |  |
| 2 | Томашовка | ТЕО щодо підвищення енергоефективності роботи розподільчих мереж шляхом їх реконфігурації з автоматизацією та переходом на ступінь напруги 20 кВ розподільчих електричних мереж напругою 10 кВ при реконструкції ПС 110/10 кВ «Томашівка» |  |  |
| ПКД з реконструкції ПС 110/10 кВ "Томашівка" в с. Томашівка Ічнянського району, Чернігівської області (1-2 черга) | ПКД з реконструкції ПС 110/10 кВ "Томашівка" в с. Томашівка Ічнянського району, Чернігівської області (1-2 черга) | Реконструкція ПС 110/10 кВ "Томашівка" в с. Томашівка, Ічнянського району, Чернігівської області (1 черга) |
| 3 | Ладан | ТЕО щодо підвищення енергоефективності роботи розподільчих мереж шляхом їх реконфігурації з автоматизацією та переходом на ступінь напруги 20 кВ розподільчих електричних мереж напругою 6 кВ при реконструкції ПС 35/6 кВ «Ладан» |  |  |
| ПКД з реконструкції ПС 35/6 кВ "Ладан" в смт. Ладан, Прилуцького району, Чернігівської області (1-2 черга) | ПКД з реконструкції ПС 35/6 кВ "Ладан" в смт. Ладан, Прилуцького району, Чернігівської області (1-2 черга) |  |
| 4 | Менський та Чернігівський район | ТЕО щодо підвищення енергоефективності роботи розподільчих мереж шляхом їх реконфігурації з автоматизацією та переходом на ступінь напруги 20 кВ розподільчих електричних мереж напругою 10 кВ Менського та Чернігівського районів Чернігівської області | ТЕО щодо підвищення енергоефективності роботи розподільчих мереж шляхом їх реконфігурації з автоматизацією та переходом на ступінь напруги 20 кВ розподільчих електричних мереж напругою 10 кВ Менського та Чернігівського районів Чернігівської області |  |
|  | ПКД "Технічне переоснащення ПС 110/35/10 кВ "Березна" в смт. Березна, Менського району, Чернігівської області (2черга)" | Технічне переоснащення ПС 110/35/10 кВ "Березна" в смт. Березна Менського р-ну, Чернігівської області (2 черга) |
| 5 | Центральна та північна частини міста Чернігів | ТЕО щодо підвищення енергоефективності роботи розподільчих мереж шляхом їх реконфігурації з автоматизацією та переходом на ступінь напруги 20 кВ розподільчих електричних мереж напругою 10 кВ центральної та північної частини міста Чернігів | ТЕО щодо підвищення енергоефективності роботи розподільчих мереж шляхом їх реконфігурації з автоматизацією та переходом на ступінь напруги 20 кВ розподільчих електричних мереж напругою 10 кВ центральної та північної частини міста Чернігів |  |
|  | ПКД "Будівництво трансформаторної ПС 110/20/10 кВ "Масани" в м.Чернігів, Чернігівської області" (стадія "Проект") |  |
|  | Проектні роботи "Будівництво трансформаторної ПС 110/20/10 кВ "Масани" в м.Чернігів, Чернігівської області" (стадія "Робоча документація") | ПКД "Будівництво трансформаторної ПС 110/20/10 кВ "Масани" в м.Чернігів, Чернігівської області" (стадія "Робоча документація") |
| 6 | Куликівка | ТЕО доцільності реконструкції ПС 110/35/10 кВ «Куликівка» з метою подальшого підвищення енергоефективності роботи розподільчих мереж шляхом їх реконфігурації з автоматизацією та переведенням мереж напругою 10 кВ на ступінь напруги 20 кВ |  |  |
| 7 | Остер | ТЕО доцільності реконструкції ПС 110/35/10 кВ «Остер» з метою подальшого підвищення енергоефективності роботи розподільчих мереж шляхом їх реконфігурації з автоматизацією та переведенням мереж напругою 10 кВ на ступінь напруги 20 кВ |  | Технічне переоснащення ПС 110/35/10 кВ "Остер" в м. Остер, Козелецького району, Чернігівської області (3 черга) |
| 8 | Ріпки | ТЕО доцільності реконструкції ПС 110/35/10 кВ «Ріпки» з метою подальшого підвищення енергоефективності роботи розподільчих мереж шляхом їх реконфігурації з автоматизацією та переведенням мереж напругою 10 кВ на ступінь напруги 20 кВ | Технічне переоснащення ПС 110/35/10 кВ "Ріпки" в смт. Ріпки, Чернігівської області (1-2 черга) |  |
| 9 | Ніжинський район |  | ТЕО щодо підвищення енергоефективності роботи розподільчих мереж шляхом їх реконфігурації з автоматизацією та зміною рівня середнього класу напруги в Ніжинському районі Чернігівської області». |  |
| 10 | Козелецький район |  | ТЕО щодо підвищення енергоефективності роботи розподільчих мереж шляхом їх реконфігурації з автоматизацією та зміною рівня середнього класу напруги в Козелецькому районі Чернігівської області |  |
| Технічне переоснащення ПС 110/35/10 кВ "Козелець" в смт. Козелець, Чернігівської області (3черга) | Технічне переоснащення ПС 110/35/10 кВ "Козелець" в смт. Козелець, Чернігівської області (3черга) |  |
| КРП | 11 | АТ "ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО" | Розробка ТЕО, з встановлення регульованих пристроїв компенсації реактивної потужності на підстанціях АТ "ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО" |  |  |
|  | ПКД "Технічне переоснащення ПС 110/35/10 кВ "Прилуки" в м. Прилуки, Чернігівської області" | Tехнічне переоснащення ПС 110/35/10 кВ "Прилуки" в м. Прилуки, Чернігівської області |

* 1. Будівництво нових ЛЕП (КЛ, ПЛ), усього, з них:
  2. Реконструкція ЛЕП (КЛ, ПЛ), усього, з них:

#### 35 кВ

#### 1.1.2.2.1 Реконструкція ПЛ-35 кВ «Козелець-Савин», Козелецького району Чернігівської області

Даний об’єкт внесений до затвердженого «Плану розвитку розподільчих електричних мереж ПАТ «Чернігівобленерго» на 2016-2020 роки» (Таблиця 2.4.3 п.9) та запланований на 2018 рік. Роботи розпочаті в 2018 році, завершення робіт заплановано на 2019 рік.

**Повітряна лінія 35 кВ «Козелець – Савин»** протяжністю **23,237 км**., інв.№19285, що знаходиться на ремонтно-експлуатаційному обслуговуванні АТ «Чернігівобленерго», збудована та введена в експлуатацію в 1973 році. Дана повітряна лінія 35 кВ є транзитною (резервною) лінією між двома системними підстанціями 110 кВ північної зони Товариства, а саме ПС 110 кВ «Козелець» і ПС 110кВ «Остер». ПЛ-35 «Козелець – Савин» живить ПС 35 кВ «Савин», яка є центром перспективного розвитку туризму Чернігівщини та установ відпочинку.

Згідно технічної характеристики марки проводу на лінії: АС-95 і АС-50, троси марки С-35 і С-50, опори залізобетонні УАА, АА, ПБ-10,5, ізоляція ПС-70Д і ШД-35, з чого робимо висновок, що лінія 35 кВ частково побудована в габаритах лінії 10 кВ, що в свою чергу призводить до збільшення аварійних ситуацій і недовідпуску електроенергії споживачам а також при зростаючому навантаженні існуючих споживачів даного району (на даний час існує перспектива до 5,0 МВт) і транзиту між системними підстанціями 110 кВ «Козелець» і «Остер» (до 10 МВт) існуючого перерізу АС-95,АС-50 недостатньо для передачі якісної електроенергії споживачам.

Морально і фізично застаріла ізоляція ШД-35 ускладнює ліквідацію аварійних ситуацій, як пошуку однофазного замикання на землю, так і міжфазних замикань на лінії 35 кВ.

Марка грозозахисного тросу – С-50 та С-35 (зі сторони ПС «Козелець» та ПС «Савин» відповідно).

Огляди зазначеної ПЛ проводяться у відповідності до затверджених графіків. Під час обстеження ПЛ виявлені наступні характерні дефекти:

|  |  |
| --- | --- |
| **Номер опори, прогону** | **Характерні дефекти** |
| 22-23,50-51,57-58 | Розплітання верхнього повиву проводу, накладки на проводі |
| 85, 102-150, 160-190 | Тріщини бетону, з частковим оголенням арматури |
| 102-115, 115-165,170-185 | Сколи фарфорових ізоляторів |

Відповідно АКТУ оцінки технічного стану ПЛ-35 кВ «Козелець-Савин» наявні:

* витягування проводу зі зменшенням площі поперечного перерізу, зменшення допустимого навантаження на згинання до руйнування;
* залізобетонні стояки опор мають поверхневі плями, що свідчить про корозійні пошкодження арматури;
* опори №№102-190 виконані на базі стояків СВ-105, що враховуючи їх технічний стан, недопустимо зменшує механічну стійкість ПЛ;
* металоконструкції опор вкриті суцільним шаром рівномірної корозії та мають місцеві локальні деформації;
* металеві опори П110-2 вкриті суцільним шаром рівномірної корозії з локальними осередками щілинної корозії в косинках та п’ятах;
* ПЛ 35 кВ виконана в габаритах ПЛ 10 кВ, що не відповідає вимогам ПУЕ.

Технічне обслуговування ПЛ 35кВ «Козелець-Савин» проводиться у відповідності до затверджених графіків.

За період з 2014-2017р.р під час технічного обслуговування виконано наступне:

2014р. : розчищення траси в прогонах опор №№67-71, 99-103, 187-189, 190-191,

2016р. : оновлення постійних позначень на опорах ПЛ, вирубування низової порослі в прогонах опор №№187-191, підсилення ізоляції на опорі №3, вирівнювання опор №№2,3, підсилення металоконструкцій опори №101,

2017р. : вирубування низової порослі, розчищення траси в прогонах опор №№2-3,34-37,52-53,61-62,66-69,85-86,95-96.

В період з 2012 до 2017 року відбулося 10 аварійних відключень ПЛ 35кВ «Козелець-Савин»:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Рік** | **Кількість відключень, шт.** | **Причина відключення** |
| 2012 | 2 | несприятливі погодні умови, захльост проводів |
| 2013 | 3 | грозові явища |
| 2014 | 2 | несприятливі погодні умови, пориви вітру |
| 2015 | 2 | грозові явища |
| 2016 | 1 | несприятливі погодні умови, пориви вітру |

ПЛ 35 кВ «Козелець-Савин» перебуває в обмежено-працездатному технічному стані.

При зростаючому навантаженні існуючих споживачів даного району (на даний час становить 1,5 МВт) і транзиту між системними підстанціями 110 кВ «Козелець» і «Остер» (до 10 МВт) та існуючого перерізу АС-50 недостатньо з точки зору надійності та якості електропостачання.

Робочим проектом розробленим ТОВ ЕК «Трансенерго» «Реконструкція ПЛ 35 кВ «Козелець-Савин» Козелецький р-н Чернігівської обл.» за рахунок інвестиційної програми 2014 року передбачено реконструкцію 7,86 км ПЛ з заміною опор, проводу та грозозахисного тросу.

При реконструкції будуть використовуватися наступні основні матеріали:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Фундамент з.б. Ф3-АМ | шт. | 32 |
| Стійка СК22.1.-1.0 | шт. | 67 |
| Стійка СК26.1.-1.0 | шт. | 1 |
| Опора металева У35-1 | шт. | 2 |
| Опора металева У35-1Т | шт. | 3 |
| Опора металева У35-1+5 | шт. | 1 |
| Опора металева У35-1Т+5 | шт. | 2 |
| Провід АС120/19 | км | 24,231 |
| Трос ТК-35 | км | 2,992 |

Кошторисна вартість заходу складає 9 962,12 тис. грн. без ПДВ.

Загальна вартість, за яку можливо виконати складає 8 401,32 тис. грн. без ПДВ.

В 2018 році розпочаті роботи з реконструкції ПЛ 35 кВ «Козелець – Савин» Козелецького району Чернігівської області, а саме для уникнення інфляційних ризиків здійснено фінансування робіт в сумі 7770,93 тис. грн. без ПДВ, в частині закупівлі матеріалів та обладнання у сумі 5 620,91 тис.грн без ПДВ для 100 % їх закупівлі з поставкою на склад у 2018 році, згідно з умовами договору. А також, відповідно до договору, у 2018 році виконано роботи по: розчищенню площ 0,4 га, демонтажу проводів ПЛ 35 кВ довжиною 2,787 км, установленню збiрних залiзобетонних пiднiжникiв пiд анкерно-кутовi опори 34 м3, встановленню металевих опор 5 шт., встановленню стояків центрифугованих 26 шт. на суму 2 198,99 тис.грн.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Етапи | 2018 рік, місяць | | | | | 2019 рік, місяць | |
| 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 1-6 | 7 |
| Проведення тендерної процедури закупівлі робіт | Х | Х |  |  |  |  |  |
| Укладання договору |  |  | Х |  |  |  |  |
| Закупівля матеріалів та обладнання |  |  |  | Х | Х |  |  |
| Виконання робіт |  |  |  |  |  | Х |  |
| Приймання об’єкта в експлуатацію |  |  |  |  |  |  | Х |

Інвестиційною програмою 2019 року планується остаточне фінансування та завершення робіт з реконструкції ПЛ 35 кВ «Козелець – Савин» Козелецького району Чернігівської області довжиною **0,94 км**, а саме підвішування проводів та грозозахисного тросу, на що планується виділити кошти в розмірі **999,74** **тис. грн. без ПДВ.** Виконання зазначеного заходу дозволить покращити надійність електропостачання споживачів Козелецького району.

**Економічний ефект від впровадження заходу**

Економія коштів від зменшення величини технологічних витрат електричної енергії становить:

dW=(Rl1-Rl2)\*L\*3\*I2\*T\*cosF,

де dW – зниження ТВЕ, що відбудеться після заміни проводу,

Rl1, Rl2 – питомий опір відповідного проводу,

L – довжина ділянки лінії,

I – сила струму, що буде проходити по зазначеній ділянці при перспективному навантажені 5 МВт,

T – час роботи лінії.

dW = (0,5951Ом/км–0,244Ом/км)\*3\*7,88км\*(90A)2\*8760год\*0,8 = 471,15 тис.кВт.\*год, що в грошовому еквіваленті буде:

Нд1 = 471,15 \* 1,59 грн. = 749,125 тис.грн.

Середній недовідпуск електроенергії з причини аварійних відключень ПЛ-35 кВ «Козелець – Савин» становить:

3відкл. \* 5 МВт.год\*5 год= 75000,00 КВт∙год,

що в грошовому еквіваленті буде:

Нд = 75000,00 \* 1,59 грн. = 119,25 тис.грн.

Для ліквідації наслідків пошкодження ділянок ПЛ, на аварійно-відновлювальні роботи з урахуванням відстані до об’єкту (200 км), витрат на матеріали, пальне (3 години роботи підйомника) та працю робітників (3 чол.) в середньому складає: 30 470 грн.

Вт = 3 \* 30 470 грн. = 91 410 грн.

При реконструкції ПЛ-35 кВ «Козелець – Савин» протяжністю 7,85 км. буде отримано матеріали від демонтажу на загальну суму 170,86 тис. грн., з них:

Провід АС-50 – 26,25 км (3458,0 кг – алюміній, 1650,0 кг – сталь), де:

брухт чорного металу (сталь) - 1650,0 кг \* 4 грн = 6600 грн.;

брухт кольорового металу (алюміній) – 3558,0 кг \* 26,28 грн = 93504,24 грн.

Опори залізобетонні: 86 шт. \* 500 грн = 43000 грн.

Ізоляція підвісна ШД-35 – 243 шт.\* 12 грн = 2916 грн.

Металобрухт з металоконструкцій – 78 шт. \* 70 кг \* 4 грн = 21840,00 грн.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці 1.2.

Термін окупності складатиме:

**,** де

(8401,32 – 170,860)/(749,125+119,25+91,41)= **8,6 років.**

#### 10 кВ

1.1.2.4.1 Реконструкція КЛ 10 кВ «ТЕЦ-ТП-328» в м. Чернігів, Чернігівської області

**КЛ 10 кВ «ТЕЦ- ТП-328»** протяжністю 0,703 км в м. Чернігів введена в експлуатацію в 1966 році. Станом на 01.01.2018 року технічний стан КЛ 10 кВ «ТЕЦ - ТП-328» в м. Чернігів характеризується як незадовільний. На кабельній лінії змонтовано 9 з’єднувальних муфт. Кабель має корозійне пошкодження ізоляції.

Характеристика існуючого об’єкту

Термін експлуатації кабельної лінії становить – 52 роки.

Загальна довжина - 0,680 км.

Марка кабелю - ААБ-10 3х185 (0,335 км), ААБ-10 3х150 (0,200 км), АСБ‑10 3х240 (0,145 км).

Результати вимірів навантаження за останні 5 років:

Таблиця 1. Виміри навантаження

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| Навантаження (І), А | 59,4 | 88 | 73,5 | 67 | 93 |

Кількість встановлених з’єднувальних муфт: 9 шт.

Кількість технологічних порушень, зафіксованих за останні 5 років:

Таблиця 2. Технологічні порушення

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| Кількість технологічних порушень, шт. | – | – | 2 | 1 | 1 |

Дана КЛ задіяна в електропостачанні 172 побутових та 38 юридичних споживачів, в тому числі 1 споживача другої категорії з надійності - дев’ятиповерховий житловий будинок ТОВ ФК «Динамо».

Перетини КЛ з інженерними спорудами - 1 шт., в т.ч.з автомобільними дорогами – 1 шт.

Технічний стан КЛ-10 кВ

Результати останніх п’яти випробувань:

Таблиця 3. Результати випробувань

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Дата випробування | 04.03.2016 | 19.04.2017 | 20.02.2018 | 15.08.2018 | 16.08.2018 |
| Результат випробування ізоляції кабелю | Відповідає нормі | Відповідає нормі | Випробування не витримав | Випробування не витримав | Випробування не витримав |

Під час останніх випробувань спостерігається збільшення струму витоку та погіршення ізоляційних характеристик (зменшення опору ізоляції).

Комісія ВП Чернігівські МЕМ в складі головного інженера, заступника головного інженера з РМ, начальника служби розподільчих мереж, майстра 2 гр. дільниці КЛ визначила, що КЛ-10 кВ «ЧТЕЦ-ТП-328» знаходиться у незадовільному стані та потребує першочергової реконструкції *(Згідно Акту технічного обстеження ЧнМЕМ).*

ТОВ «СХІДЕНЕРГОПРОЕКТ» в 2017 році виконало робочий проект «Реконструкція КЛ 10 кВ "ТЕЦ - ТП-328" в м.Чернігів Чернігівської області» за рахунок інвестиційної програми 2017 року

Проектом передбачено:

Реконструкція кабельної лінії 10 кВ від ГРП-10 кв ТЕЦ Ф-3 до ТП-328 комірка 3. Кабельна лінія виконується кабелем із зшитого поліетилену, в одножильному виконанні, АПвЭгаПу – 35 кВ (в перспективі переводу мережі 10 кв на напругу 20 кВ). Згідно проектного рішення зміниться довжина лінії з 0,680 км на 0,703 км.

При реконструкції будуть використовуватися наступні основні матеріали:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Кабель АПВЗ га Пу-20 1х95(г)/35 | м | 2151 |
| Муфта РОLТ-24D/1Х1-L12 | компл. | 2 |
| Муфта РОLJ-24/1х70-120 | компл. | 1 |

Кошторисна вартість робіт по реконструкції КЛ 10 кВ «ТЕЦ-ТП-328» в м. Чернігів, Чернігівської області становить 1 975,46 тис. грн. без ПДВ. Інвестиційною програмою 2019 року на реалізація даного заходу довжиною 0,70 км передбачено 1 276,00 тис.грн. без ПДВ, який буде виконано в повному обсязі.

Виконання зазначеного заходу дозволить покращити надійність електропостачання споживачів м. Чернігів, зменшити недовідпуск електроенергії.

**Економічний ефект від впровадження заходу**

1. Недовідпуск електричної енергії за рік повязаний з виходом з ладу КЛ-10 кВ в середньому складає 102305 кВт\*год на рік.

Втрати, що пов’язані з недовідпуском в грошовому еквіваленті складають, грн:



Де W- кількість недовідпущених кВт\*год;

В- середня вартість 1 кВт\*год.

тис.грн

Додаткові витрати:



Вавр – виїзд бригад на аварійно відновлювальні роботи, допуск, пошук пошкодження – 3000 грн/рік;

Врем – ремонтні витрати (ремонт, матеріали) – 8000 грн/рік.



Річні втрати електроенергії в кабельній лінії до реконструкції складають, кВт :



Де I2- розрахунковий струм лінії, А;

Rуд- відносний активний опір кабелю, ом/км;

l – довжина лінії, км;

Т- час використання максимуму навантаження, год.

кВт

В грошовому еквіваленті:



грн

Сумарні витрати:



тис.грн

1. Початкова вартість реконструкції 1 865,81 тис.грн. без ПДВ.

Річні втрати електроенергії в кабельній лінії після реконструкції складають, кВт :

кВт

В грошовому еквіваленті:



 тис.грн

Сумарні витрати після реконструкції: 

 тис.грн

1. Економічний ефект:



тис.грн.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці 1.2.

1. Термін окупності складатиме:

**,** де

1276 / 248,37 = **5,1 років.**

**1.1.2.4.2 Реконструкція КЛ 10 кВ "ТЕЦ - РП-22" в м.Чернігів, Чернігівської області**

**КЛ 10 кВ «ТЕЦ - РП-22»** протяжністю 2,9 км в м. Чернігів введена в експлуатацію в 1964 році. Строк експлуатації кабельної лінії становить 56 років. Станом на 01.01.2018 року технічний стан КЛ 10 кВ «ТЕЦ - РП-22» в м. Чернігів характеризується як незадовільний. На кабельній лінії змонтовано 28 з’єднувальних муфт. Кабель має корозійне пошкодження ізоляції.

ТОВ «СХІДЕНЕРГОПРОЕКТ» в 2017 році виконало робочий проект «Реконструкція КЛ 10 кВ "ТЕЦ – РП-22" в м.Чернігів Чернігівської області» за рахунок інвестиційної програми 2017 року.

Характеристика об’єкту

Строк експлуатації кабельної лінії становить 56 років.

Загальна довжина КЛ – 3,054 км., яка складається з чотирьох ділянок:

- СБ-10 3×185мм2 , довжиною 0,190 км.;

- СБ -10 3×150мм2, довжиною 0,050 км.;

- ААБ-10 3×185мм2, довжиною 2,794 км.;

- СБл-10 3×240мм2, довжиною 0,020 км.

Кількість встановлених з’єднувальних муфт – 28 шт.

Перетини КЛ з інженерними спорудами: - 17 шт., в т.ч.

* з автомобільними дорогами – 13 шт.;
* із залізничними коліями – 4 шт.

Необхідна кількість проколів під залізничними коліями та автомобільними дорогами – 4 шт.

Від КЛ здійснюється електропостачання 1418 побутовим та 56 юридичним споживачам електроенергії у тому числі 1 споживачу 1 категорії з надійності, та 2 споживачам 2 категорії з надійності, а саме:

- ТОВ «АТБ-Маркет» 1 категорія надійності електропостачання;

- Головне управління національної поліції в Чернігівській області 2 категорія надійності електропостачання;

- Відділ урядового фельд'єгерського зв'язку державної служби спеціального зв'язку та захисту інформації україни в місті Чернігові 2 категорія надійності електропостачання.

Результати навантаження за останні п’ять років:

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| Навантаження (І), А | 158,9 | 102,9 | 135 | 100 | 80 |

Кількість технологічних порушень, зафіксованих за останні п’ять років – 4 порушення.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| Кількість технологічних порушень, шт. | 2 | – | 1 | 1 | – |

Протоколи результатів розкриттів, розбирань і висновків про причину пошкодження, результати досліджень зразків пошкоджених кабелів та кабельних муфт для встановлення причин пошкодження і розроблення заходів щодо їх запобігання по п’яти останнім пошкодженням кожної КЛ:

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Дата розкриттів, розбирань | 21.12.2011 | 03.05.2014 | 19.07.2014 | 09.07.2016 | 11.11.2017 |
| Причина пошкодження | Металічне коротке замикання | Пере-вантаження КЛ | Механічне пошкодження кабелю | Фізичний знос ізоляції | Корозія оболонки |

Комісія ВП Чернігівські МЕМ в складі заступника головного інженера з РМ, начальника служби розподільчих мереж, старшого майстра, майстра дільниці КЛ визначила, що КЛ-10 кВ «ЧТЕЦ-РП-22» знаходиться у незадовільному стані та потребує першочергової реконструкції (Згідно Акту технічного обстеження ЧнМЕМ).

Проектом передбачено:

Реконструкція кабельної лінії 10 кВ від ГРП-10 кВ ТЕЦ Ф-3 до РП-22 комірка 3. Кабельна лінія виконується кабелем із з шитого поліетилену, в одножильному виконанні, АПвЭгаПу – 35 кВ (в перспективі переводу мережі 10 кв на напругу 20 кВ).

При реконструкції будуть використовуватися наступні основні матеріали:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Кабель АПВЗ га Пу-15 1х185(г)/35 | м | 8976 |
| Муфта РОLТ-12Е/1Х1-L16 | компл. | 2 |
| Муфта РОLJ-12/1х120-240 | компл. | 6 |

Кошторисна вартість робіт по реконструкції КЛ 10 кВ "ТЕЦ – РП-22" в м.Чернігів, Чернігівської області становить 9 496,64 тис. грн. без ПДВ. Інвестиційною програмою 2019 року на реалізацію даного заходу довжиною **2,90 км** передбачено **5 122,52 тис.грн. без ПДВ,** який буде виконано в повному обсязі.

Виконання зазначеного заходу дозволить покращити надійність електропостачання споживачів м. Чернігів, зменшити недовідпуск електроенергії.

**Розрахунок економічної ефективності**

1. Недовідпуск електричної енергії за рік повязаний з виходом з ладу КЛ-10 кВ в середньому складає 104201 кВт\*год на рік.

Втрати, що пов’язані з недовідпуском в грошовому еквіваленті складають, грн:



Де W- кількість недовідпущених кВт\*год;

В- середня вартість 1 кВт\*год.

тис.грн

Додаткові витрати:



Вавр – виїзд бригад на аварійно відновлювальні роботи, допуск, пошук пошкодження – 3000 грн/рік;

Врем – ремонтні витрати (ремонт, матеріали) – 8000 грн/рік.



Річні втрати електроенергії в кабельній лінії до реконструкції складають, кВт :



Де I2- розрахунковий струм лінії, А;

Rуд- відносний активний опір кабелю, ом/км;

l – довжина лінії, км;

Т- час використання максимуму навантаження, год.

кВт

В грошовому еквіваленті:



грн

Сумарні витрати:



тис.грн

1. Початкова вартість реконструкції 6 676,9 тис. грн. без ПДВ.

Річні втрати електроенергії в кабельній лінії після реконструкції складають, кВт :

кВт

В грошовому еквіваленті:



 тис.грн

Сумарні витрати після реконструкції:



 тис.грн

1. Економічний ефект:



тис.грн.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці 1.2.

1. Термін окупності складатиме:

**,** де

5122,52 / 457,7 = **11,2 років.**

**1.1.2.4.3 Технічне переоснащення ПЛ 10 кВ "Савин-Карпоки" Козелецького району, Чернігівської області**

ПЛ 10 кВ «Савин-Карпоки», Козелецького району, Чернігівської області введена в експлуатацію в 1986 році. На 01.01.2019 року технічний стан лінії характеризується як задовільний.

Протяжність ПЛ-10 кВ «Савин-Карпоки» становить - 9,372 км. ПЛ 10 кВ має 13 перетинів з дорогами та 2 перетини з ПЛ-0,4 кВ.

Аналіз схеми данної ПЛ показує, що стійке аварійне пошкодження в будь-якій точці ПЛ призводить до недовідпуску електроенергії всім споживачам на час, який необхідний для пошуку та усунення пошкоджень або для локалізації пошкодженої ділянки і ручного включення резервного живлення від ПЛ-10 кВ «Савин-Озерне», або від ПЛ-10 кВ «Козелець-Сираї».

Протяжність ПЛ-10 кВ «Козелець-Сираї» становить – 16,318 км, має 6 перетинів з дорогами, 1 перетини з ПЛ-110 кВ та 1 перетини з ПЛ-35 кВ.

Наявність лінійних роз'єднувачів зменшує недовідпуск електроенергії при проведенні планових відключень при поточних ремонтах і профілактичних випробуваннях. Але при аварійних відключеннях час пошуку пошкодженої ділянки при великому числі роз'єднувачів може значно збільшитися, особливо якщо живлення лінії відбувалося по якійсь із технічних причин від однієї з резервних ліній, а це в свою чергу може збільшити як недовідпуск електроенергії, так і значно збільшити і час відновлення живлення. На час неавтоматичної операції з комутаційними апаратами і переходами на резервне живлення обслуговуючим персоналом необхідно відключати 3,036 МВА встановленої трансформаторної потужності ПЛ-10 кВ «Козелець-Сираї», та 1,426 МВА ПЛ-10 кВ «Савин-Озерне», що в свою чергу тягне за собою припинення живлення споживачів на досить тривалий термін, поки не буде визначено і локалізовано пошкодження та буде ввімкнений резерв.

Кількість аварійних відключень за 2017-2018 рік становить 5 штук. Середній недовідпуск електроенергії при одному відключенні складає 6 МВт\*год.

Згідно висновку АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО», метою технічного переоснащення є підвищення надійності електропостачання та зменшення як недовідпуску електроенергії, так і витрат, пов’язаних з пошуком та ліквідацією пошкодження при виникненні аварії, за рахунок автоматичного відключення пошкодженої ділянки та включення живлення від резервного джерела.

Згідно прийнятих технічних рішень передбачається перенести розрив між ПЛ 10 кВ «Козелець-Сираї» - ПЛ 10 кВ «Савин-Карпоки» на КТП-564.

Планується виконати заміну існуючої шафи КТП-564 (ЩТП) на нову, прохідного типу з вакуумними вимикачами та можливістю автоматичного ввімкнення резерву, що забезпечить надійне електропостачання споживачів, заживлених від ПЛ 10 кВ «Савин-Карпоки» та зменшити недовідпуск ел.енергії.

Дане технічне переоснащення дасть можливість підвищити надійність електропостачання та зменшити як недовідпуск електроенергії так і витрати пов’язані з пошуком та ліквідацією пошкодження при виникненні аварії за рахунок автоматичного відключення пошкодженої ділянки та включення живлення від резервного джерела.

Виконання автоматичного взаєморезервування ліній 10 кВ «Савин-Карпоки» та «Козелець-Сираї» дає можливість забезпечити якісне та надійне постачання частини Козелецького району, а саме: с. Гарбузин, с. Єрків, с. Сираї, с. Карпоки, с. Озерне,с. Савин, с. Євминка, с. Крехаїв, с. Булахів, с. Привітне, с. Калитянське, с. Омелянів, с. Сокирин, с. Полуянів за рахунок можливості резервування 98 ТП 10/0,4 кВ.

Загальна кількість населення що проживає на території вищезазначених населених пунктів становить 6200 чоловік.

Проєктом передбачається реконструкція повітряних лінії 10 кВ з встановленням нових опор для заживлення КТП, будівництво КТП-564 кіоскового типу.

Реконструкція передбачає:

-демонтаж існуючих опор 10кВ;

-демонтаж існуючої КТП;

- демонтаж існуючих виводів ПЛ-0,38 кВ;

- встановлення нових опор 10кВ з встановленням кабельної муфти та розєднувача;

- будівництво нової кабельної лінії 10 кВ;

- встановлення нової ТП-564;

- будівництво нових кабельних виходів 0,4кВ з КТП,

підключення їх до існуючих ліній 0,4 кВ і існуючому кабелю 0,4 кВ.

При реконструкції будуть використовуватися наступні основні матеріали:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Кабель АПвЭгаПу-10 1х50/25 | м | 3948 |
| Кабель АВБбШв 4х70 (ОЖ)-1 | м | 158 |
| Кабель АВБбШв 2х70 (ОЖ)-1 | м | 65 |
| Стояк СВ 105-5 | шт. | 2 |
| Комплектна підстанція БМКТП-250/10/0,4 | шт. | 1 |

Кошторисна вартість робіт з **технічного переоснащення ПЛ 10 кВ «Савин-Карпоки», Козелецького району, Чернігівської області становить 6 123,328 тис. грн. без ПДВ**. Інвестиційною програмою 2019 року на реалізаціюю даного заходу передбачено 3616,6 тис.грн. без ПДВ, який буде виконано в повному обсязі.

Реалізація проекту дасть можливість підвищити показники індексів надійності, якими характеризується надійність системи електропостачання SAIFI, SAIDI за рахунок зменшення часу відновлення електропостачання в аварійних випадках, а також зменшення тривалості відключень при проведенні планових робіт, що в свою чергу покращить та зменшить недовідпуск електричної енергії, а також забезпечить надійне функціонування соціально-важливих об’єктів та інфраструктури даного регіону (загальноосвітні навчальні заклади, дитячі садочки, ФАПи, та інші).

**Економічний ефект від впровадження заходу**

Кількість аварійних відключень на рік становить 5 штук. Середній недовідпуск електроенергії при одному відключенні складає 6 МВт\*год.

Середній недовідпуск електроенергії за рік складе:

Де n- кількість аварійних відключень за рік, штук;

W- середній недовідпуск електроенергії при одному відключенні, кВт·год.

Втрати, що пов’язані з недовідпуском в грошовому еквіваленті складають, грн:

Де W- кількість недовідпущених кВт\*год;

В- середня вартість 1 кВт\*год.

грн

Витрати пов’язані з доставкою бригади для проведення оперативних перемикань на бригадньому автомобілі ГАЗ-53 з витратою палива 0,27 л на 1 км пробігу при загальній довжині маршруту 70 км складуть за рік:

Де n- кількість виїздів за рік, штук;

L – довжина маршруту, км;

Вп – витрати пального на 1 км;

С- ціна 1 літра палива.

Сумарні витрати:

Після технічного переоснащення витрати пов’язані з недовідпуском та додатковими витратами на доставку бригади зменшаться рівно на сумму, яка дорівнює витратам на теперішній час.

Економічний ефект складе при цьому:

Е=

Е=52763 грн.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці 1.2.

Термін окупності складатиме:

**,** де

3616,6/527,63= **6,8** **років.**

#### 0,4 кВ

#### 1.1.2.5.1 ПЛ-0,4 кВ "Л-Вересня 15-го, Л-Ворошилова, Л-Овдіївська" від ЗТП-10 (1010) в м. Ніжин, Чернігівської області.

Має довжину **6,37** км. ПЛ 0,4 кВ введена в експлуатацію 1964 р. ПЛ побудована на дерев’яних та з/б опорах більша частина з яких потребують заміни. Провід переважно марки А-16,25. Переважна більшість відгалужень від опор ПЛ до вводів дефектні. Рівень напруги в контрольних точках ПЛ не відповідає допустимим значення ГОСТ 13109-97. Розрахункове значення втрат напруги понаднормове.

На 01.01.2018 року технічний стан мереж характеризується як незадовільний згідно акту обстеження технічного стану Ніжинського району електричних мереж.

Характеристика об’єкту

**ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1010 м. Ніжин Л - 15 Вересня**

Рік вводу в експлуатацію лінії – 1964 р.

Згідно Акту технічного обстеження, проведеного спеціалістами (інженерно-технічними працівниками) ВП Ніжинський РЕМ визначено дефектним наступне обладнання:

1. Стояки дерев’яні цільностоякових дерев’яних опор на з/б приставці (в тому числі підкоси) – 4 шт. (33.33 % від загальної кількості);

2.Приставки залізобетонні – 3 шт. (25 % від загальної кількості);

3.Проводи дефектні – 0,4 км. (25.2% від загальної кількості);

4.Відгалуження від опор ПЛ до вводів – 7 шт.(21.88% від загальної кількості).

5.Стояки залізобетонні (в тому числі підкоси) –1шт. (33.33 % від загальної кількості);

Відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» ПЛ вимагає реконструкції, а саме по ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1010 м. Ніжин Л - 15 Вересня значення коефіцієнту дефектності (КДН) складає 29,86 %.

Комісія ВП Ніжинський РЕМ в складі головного інженера, начальника ВЕВ, майстрів НМД та ТП-РП-1 визначила, що ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1010 м. Ніжин Л - 15 Вересня знаходиться в незадовільному стані і потребує першочергової реконструкції.

Від ПЛ здійснюється електропостачання 32 споживачам електричної енергії.

По замірам рівень напруги в контрольних точках ПЛ (у найбільш віддалених споживачів) склав 196 В (протоколи додаються).

Навантаження по ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1010 м. Ніжин Л - 15 Вересня становить (протоколи додаються):

2013 (зима) рік ф. «А» - 65 А, ф «В» - 90 А, ф. «С» - 68 А.

2014 (зима) рік ф. «А» - 72 А, ф «В» - 76 А, ф. «С» - 68 А.

2015 (зима) рік ф. «А» - 70 А, ф «В» - 120 А, ф. «С» - 65 А.

2016 (зима) рік ф. «А» - 60 А, ф «В» - 70 А, ф. «С» - 79 А.

2017 (зима) рік ф. «А» - 80 А, ф «В» - 106 А, ф. «С» - 98 А.

Апарати захисту вибрані не по струму к.з., а по режиму навантаження мережі. Встановлено запобіжники, з плавкою вставкою 100 А.

Протяжність ПЛ-0,4 кВ Л - 15 Вересня від ЗТП-1010 м. Ніжин становить 0,54 км.

Останній капітальний ремонт проведений в 2011 році, під час якого проведено наступні роботи: заміна аварійних опор, перетягування вводів, перетягування проводів, розчищення траси, нумерація опор.

За аналізом наданої документації та оглядом об’єкту з виїздом на місце встановлено наступне:

* на ПЛ-0,4 кВ, в переважній більшості, використовуються дерев’яні стійкі на з/б приставках, на дерев’яних опорах сліди загнивання деревини та ослаблення кріплення бандажів;
* велика кількість дефектних ділянок магістральних проводів та вводів до будинків (понаднормовою кількістю з’єднань в одному прогоні та невідповідним перерізом проводу);
* траверси опор в наслідок тривалої експлуатації мають корозію металу та деформаційні ушкодження;
* по всій довжині ПЛ велика кількість фруктових та декоративних дерев, що ускладнює організацію робіт по розчищенню трас від кущів та дерев.

**ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1010 м. Ніжин Л - Л-Ворошилова**

Рік вводу в експлуатацію лінії – 1964 р.

Згідно Акту технічного обстеження, проведеного спеціалістами (інженерно-технічними працівниками) ВП Ніжинський РЕМ визначено дефектним наступне обладнання:

1. Стояки дерев’яні цільностоякових дерев’яних опор на з/б приставці (в тому числі підкоси) – 5 шт. (83.33 % від загальної кількості);

2. Приставки залізобетонні – 1 шт. (16.67% від загальної кількості);

3. Проводи дефектні – (А-35 , А-25 , А-16 ) - 3.8км, (48.9 % від загальної кількості);

4. Відгалуження від опор ПЛ до вводів – 34 шт. (27,64 % від загальної кількості);

5. Стояки залізобетонні (в тому числі підкоси) – 7шт, (11.768 % від загальної кількості).

Відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» ПЛ вимагає реконструкції, а саме по ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1010 м. Ніжин Л - Ворошилова значення коефіцієнту дефектності (КДН) складає 25,4 %.

Комісія ВП Ніжинський РЕМ в складі головного інженера, начальника ВЕВ, майстрів НМД та ТП-РП-1 визначила, що ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1010 м. Ніжин Л - Ворошилова знаходиться в незадовільному стані і потребує першочергової реконструкції.

Від ПЛ здійснюється електропостачання 123 споживачам електричної енергії.

По замірам рівень напруги в контрольних точках ПЛ (у найбільш віддалених споживачів) склав 186 В (протоколи додаються).

Навантаження по ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1010 м. Ніжин Л - Ворошилова становить (протоколи додаються):

2013 (зима) рік ф. «А» - 38 А, ф «В» - 53А, ф. «С» - 49 А.

2014 (зима) рік ф. «А» - 31 А, ф «В» - 44 А, ф. «С» - 32 А.

2015 (зима) рік ф. «А» - 35 А, ф «В» - 46 А, ф. «С» - 60 А.

2016 (зима) рік ф. «А» - 41 А, ф «В» - 51 А, ф. «С» - 37 А.

2017 (зима) рік ф. «А» - 39 А, ф «В» - 56 А, ф. «С» - 42 А.

Апарати захисту вибрані не по струму к.з., а по режиму навантаження мережі. Встановлено запобіжники, з плавкою вставкою 200 А.

Протяжність ПЛ-0,4 кВ Л - Ворошилова від ЗТП-1010 м. Ніжин становить 2,482 км.

Останній капітальний ремонт проведений в 2011 році, під час якого проведено наступні роботи: заміна аварійних опор, перетягування вводів, перетягування проводів, розчищення траси, нумерація опор, монтаж контурів заземлення.

За аналізом наданої документації та оглядом об’єкту з виїздом на місце встановлено наступне:

* залізобетонні опори мають вибоїни бетону та повздовжні тріщини;
* на ділянці опор №№1-7 виконано сумісний підвіс з неізольованими проводами ПЛ-10 кВ, відстань від проводів ПЛ-0,4 кВ до землі не відповідає вимогам ПУЕ;
* на ПЛ-0,4 кВ використовуються з/б стійки марки СНВ-1-1 у яких вийшов термін експлуатації та на які заборонено підйом на лазах, що значно ускладнює обслуговування електроустановки та впливає на надійність електропостачання;
* велика кількість дефектних ділянок магістральних проводів та вводів до будинків (понаднормовою кількістю з’єднань в одному прогоні та невідповідним перерізом проводу);
* траверси опор в наслідок тривалої експлуатації мають корозію металу та деформаційні ушкодження;
* по всій довжині ПЛ велика кількість фруктових та декоративних дерев, що ускладнює організацію робіт по розчищенню трас від кущів та дерев.

**ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1010 м. Ніжин Л - Л-Овдіївська**

Рік вводу в експлуатацію лінії – 1964 р.

Згідно Акту технічного обстеження, проведеного спеціалістами (інженерно-технічними працівниками) ВП Ніжинський РЕМ визначено дефектним наступне обладнання:

1. Стояки дерев’яні цільностоякових дерев’яних опор на з/б приставці (в тому числі підкоси) – 3 шт. (75% від загальної кількості);

2. Приставки залізобетонні – 1 шт. (25%від загальної кількості);

3. Проводи дефектні – (А-35 , А-25 А-16 ) - 1.8км. (42.3 % від загальної кількості);

4. Відгалуження від опор ПЛ до вводів – 21 шт.(27.63 % від загальної кількості);

5. Стояки залізобетонні (в тому числі підкоси) – 5шт. (28.13 % від загальної кількості).

Відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» ПЛ вимагає реконструкції, а саме по ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1010 м. Ніжин Л - Овдіївська значення коефіцієнту дефектності (КДН) складає 26,26 %.

Комісія ВП Ніжинський РЕМ в складі головного інженера, начальника ВЕВ, майстрів НМД та ТП-РП-1 визначила, що ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1010 м. Ніжин Л - Овдіївська знаходиться в незадовільному стані і потребує першочергової реконструкції.

Від ПЛ здійснюється електропостачання 76 споживачам електричної енергії.

По замірам рівень напруги в контрольних точках ПЛ (у найбільш віддалених споживачів) склав 184 В (протоколи додаються).

Навантаження по ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1010 м. Ніжин Л - Овдіївська становить (протоколи додаються):

2013 (зима) рік ф. «А» - 43 А, ф «В» - 13А, ф. «С» - 12 А.

2014 (зима) рік ф. «А» - 49 А, ф «В» - 13 А, ф. «С» - 34 А.

2015 (зима) рік ф. «А» - 52 А, ф «В» - 48 А, ф. «С» - 35 А.

2016 (зима) рік ф. «А» - 43 А, ф «В» - 33 А, ф. «С» - 33 А.

2017 (зима) рік ф. «А» - 61 А, ф «В» - 47 А, ф. «С» - 39 А.

Апарати захисту вибрані не по струму к.з., а по режиму навантаження мережі. Встановлено запобіжники, з плавкою вставкою 200 А.

Протяжність ПЛ-0,4 кВ Л - Овдіївська від ЗТП-1010 м. Ніжин становить 1,434 км.

Останній капітальний ремонт проведений в 2011 році, під час якого проведено наступні роботи: заміна аварійних опор, заміна проводів, перетягування вводів, перетягування проводів, розчищення траси, нумерація опор, монтаж контурів заземлення.

За аналізом наданої документації та оглядом об’єкту з виїздом на місце встановлено наступне:

* залізобетонні опори мають вибоїни бетону та повздовжні тріщини;
* на ділянці опор №№1-9 виконано сумісний підвіс з неізольованими проводами ПЛ-10 кВ, відстань від проводів ПЛ-0,4 кВ до землі не відповідає вимогам ПУЕ;
* велика кількість дефектних ділянок магістральних проводів та вводів до будинків (понаднормовою кількістю з’єднань в одному прогоні та невідповідним перерізом проводу).
* траверси опор в наслідок тривалої експлуатації мають корозію металу та деформаційні ушкодження;
* по всій довжині ПЛ велика кількість фруктових та декоративних дерев, що ускладнює організацію робіт по розчищенню трас від кущів та дерев.

ТОВ «ЕНЕРДЖІ СЕРВІС» ТОВ НПП «Запоріженергопроектбуд» за рахунок інвестиційної програми 2015 року виконало робочий проект «Реконструкція ПЛ 0,4 кВ Л-Вересня 15-го, Л-Ворошилова, Л-Овдіївська від ЗТП-10 в м. Ніжин, Ніжинського району, Чернігівської області».

Проектом передбачено:

* реконструкція мереж ПЛ 0,4 кВ з заміною неізольованого проводу на СІП довжиною 5,237 км;
* встановлення панелей ЩО-90 в РУ-0,4 кВ ЗТП 10/0,4 кВ – 1 шт;
* реконструкція мереж ПЛ 10 кВ з заміною неізольованого проводу на КЛ 10 кВ довжиною 1,128 км;
* встановлення виносних шаф обліку: 255 шт. однофазних, 5 шт. трифазних.

Дані щодо довжин ліній до споживачів, кількості споживачів та споживання наведені у таблиці № 1.

Проектом передбачається заміна проводу А-35 на СІП-5нг(4х95) Вибір марок і перерізів проводів виконаний відповідно до навантаження по мінімуму зведених витрат. Розрахунковий струм на лініях 0,4 кВ від ЗТП 10/0,4 кВ в нормальному режимі складає: на лінії №1 I - 108,9 А, на лінії №2 – 121,1 А, на лінії №3 – 64,3 А, на лінії №4 – 134,3 А. Договірна потужність 637 кВт.

При реконструкції будуть використовуватися наступні основні матеріали:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| СІП 4х95 | км | 0,98 |
| СІП 4х70 | км | 1,91 |
| СІП 4х50 | км | 1,641 |
| СІП 4х25 | км | 0,161 |
| СІП 4х16 | км | 0,161 |
| СІП 2х25 | км | 0,83 |
| СІП 2х16 | км | 6,714 |
| ЗТП 10/0,4 кВ | шт. | 1 |
| Опори СВ95 | шт. | 195 |
| Опори СВ105 | шт. | 36 |
| Опори СК105 | шт. | 30 |

Кошторисна вартість реконструкції **ПЛ-0,4 кВ "Л-Вересня 15-го, Л-Ворошилова, Л-Овдіївська"від ЗТП-10** в м. Ніжин, Чернігівської області складає 8 160,71 тис.грн. без ПДВ,інвестиційними програмами 2018-2019 років на реалізація даного проекту передбачено 7616,1 тис. грн. без ПДВ.

В 2018 році розпочаті роботи з реконструкції ПЛ-0,4 кВ "Л-Вересня 15-го, Л-Ворошилова, Л-Овдіївська"від ЗТП-10в м. Ніжин, Чернігівської області, для виключення впливу інфляційних процесів здійснено фінансування робіт в сумі 6852,85 тис. грн.. без ПДВ, в тому числі для закупівлі матеріалів та обладнання у сумі 4 557,28 тис.грн без ПДВ для 100 % їх закупівлі з поставкою на склад у 2018 році, згідно з умовами договору. А також, відповідно до договору, у 2018 році виконано роботи з розвезення по трасі залізобетонних стояків в кількості 179 штук, установлення залізобетонних опор в кількості 153 штуки на суму 1 296,21 тис. грн. Роботи планується виконати згідно графіку та закінчити в 2019 році. Захід є перехідним, закінчення робіт (повне освоєння коштів), а саме монтаж проводів, перепідключення вводів до споживачів, доустановлення опор та остаточний розрахунок планується в 2019 році за рахунок інвестиційної програми на 2019 року.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Етапи | 2018 рік, місяць | | | | | 2019 рік, місяць | |
| 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 6-9 | 10 |
| Проведення тендерної процедури закупівлі робіт | Х | Х |  |  |  |  |  |
| Укладання договору |  |  | Х |  |  |  |  |
| Закупівля матеріалів та обладнання |  |  |  | Х | Х |  |  |
| Виконання робіт |  |  |  |  | Х | Х |  |
| Приймання об’єкта в експлуатацію |  |  |  |  |  |  | Х |

Інвестиційною програмою 2019 року планується остаточне фінансування та завершення робіт з реконструкції ПЛ-0,4 кВ "Л-Вересня 15-го, Л-Ворошилова, Л-Овдіївська"від ЗТП-10в м. Ніжин, Чернігівської області довжиною **0,91 км**, на що планується виділити кошти в розмірі **1 088,95** **тис. грн. без ПДВ.**

Реалізація проекту дасть можливість підвищити показники індексів надійності, що в свою чергу покращить та зменшить недовідпуск електричної енергії, а також забезпечить надійне функціонування соціально-важливих об’єктів та інфраструктури м.Ніжин.

**Економічний ефект від впровадження заходу**

Недовідпуск електричної енергії пов’язаний з аварійними пошкодженнями на ПЛ 0,4 кВ за 2016 рік становив 61 798 000 кВт\*год.

На 1 км лінії недовідпуск складатиме:

Загальна довжина ПЛ 0,4 кВ 18,1 тис. км

61 798 000 кВт\*год / 18,1 тис. км = 3 414 кВт\*год на 1 км,

або в грошовому еквіваленті:

3 414\*1,68 = 5 735,52 грн. на 1 км,

де 1,68 грн. тариф для споживача за одну кВт\*год, без ПДВ.

При заміні проводу на ізольований недовідпуск електричної енергії пов'язаний з аварійними пошкодженнями на ПЛ 0,4 кВ зменшиться на:

6,365\*5 735,52 = 36 507 грн.

Безоблікове споживання електроенергії на ПЛ 0,4 кВ за 2016 рік становило 5870000 кВт\*год.

Середня величина безоблікового споживання електроенергії на 1 км повітряної лінії складає:

5 870 000 кВт\*год. /18,1 тис. км. = 324,3 кВт\*год. на 1 км;

При заміні проводу на ізольований безоблікове споживання електроенергії зменшиться на:

6,365\*324,3 = 2064,17 кВт\*год,

або в грошовому еквіваленті:

2064,17\*1,68 = 3 467,70 грн.

По середнім розцінкам вартість розчистки 1 км повітряної лінії складає 12 500 грн. При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ протяжністю 6,365 км економія коштів на розчистку ліній становитиме 79 562,5 грн.

В середньому на 1 км лінії для підтримки її функціонуючого технічного стану витрачається 14000 грн. При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ протяжністю 6,365 км економія коштів становитиме 89110 грн.

Річне споживання електричної енергії по даному об’єкту в середньому становить 2751840 кВт\*год. При цьому в більшості абонентів установлені лічильники електричної енергії з класом точності 2,5. При даній похибці кількість недорахованої за рік електричної енергії складе:

Е1=(2751840\*2,5%)/100% = 68796 кВт\*год.

При реконструкції будуть встановлені лічильники з класом точності 1. При даній похибці кількість недорахованої за рік електричної енергії складе:

Е2=(2751840\*1%)/100% = 27518,40 кВт \*год.

Економія складе:

Е=Е1-Е2=68796-27518,4 = 41277,6 кВт\*год,

або в грошовому еквіваленті:

41277,6\*1,68 = 69346,37 грн

При заміні проводу на ізольований зменшиться ТВЕ на:

6,365\*2 200 кВт\*год. = 14 003 кВт\*год,

де – 2200 кВт.\*год норма ефективності заходів по зниженню ТВЕ

або в грошовому еквіваленті:

14 003 х 1,68 = 23 525 грн.,

Вартість матеріалів отриманих від демонтажу на 1 км лінії становить 30 311 грн., а на 6,365 км – 192 929 грн.

де: провід А-35 - 393 кг х 27 грн. = 10611 грн.;

стояк СВ – 9,5 – 10 шт. х 1100 грн. = 11000 грн.;

ізолятори - ТФ 18 – 120 шт. х 35 грн. = 4200 грн.;

приставки з/б - 30 шт. х 150 грн. = 4500 грн.

Загальні капітальні вкладення у реконструкцію даної ПЛ 0,4 кВ становлять 7616,10 тис.грн. без ПДВ

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці 1.2.

Термін окупності складатиме:

, де

(7616,1-192,93)/(36,51+3,47+79,56+89,11+69,35+23,53)= **24,6 роки.**

#### 1.1.2.5.2 ПЛ-0,4кВ Л-Господарчий двір, Л-Міськлікарня, Л-Харчоблок від ЗТП-14 (1014) в м. Ніжин, Ніжинського району, Чернігівської області.

Має довжину **0,685 км.** ПЛ 0,4 кВ введена в експлуатацію 1961 р. ПЛ побудована на дерев’яних та з/б опорах більша частина з яких потребують заміни. Провід переважно марки А-16,25,35. Переважна більшість відгалужень від опор ПЛ до вводів дефектні. Рівень напруги в контрольних точках ПЛ не відповідає допустимим значення ГОСТ 13109-97. Розрахункове значення втрат напруги понаднормове.

На 01.01.2017 року технічний стан мереж характеризується як незадовільний згідно акту обстеження технічного стану Ніжинського району електричних мереж.

Характеристика об’єкту

**ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1014 м. Ніжин Л - Господарчий двір**

Рік вводу в експлуатацію лінії – 1961 р.

Згідно Акту технічного обстеження, проведеного спеціалістами (інженерно-технічними працівниками) ВП Ніжинський РЕМ визначено дефектним наступне обладнання:

1. Проводи дефектні – (А-35, А-16) - 0,32 км. (50.2% від загальної кількості);

2. Відгалуження від опор ПЛ до вводів – 2 шт. (33.33% від загальної кількості);

3. Стояки залізобетонні (в тому числі підкоси) – 1шт. (14,29 % від загальної кількості).

Відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» ПЛ вимагає реконструкції, а саме по ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1014 м. Ніжин Л – Господарський двір значення коефіцієнту дефектності (КДН) складає 25,22 %.

Комісія ВП Ніжинський РЕМ в складі головного інженера, начальника ВЕВ, майстрів НМД та ТП-РП-1 визначила, що ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1014 м. Ніжин Л – Господарчій двір знаходиться в незадовільному стані і потребує першочергової реконструкції.

Від ПЛ здійснюється електропостачання 6 об’єктів міської лікарні.

По замірам рівень напруги в контрольних точках ПЛ (у найбільш віддалених споживачів) склав 225 В (протоколи додаються).

Навантаження по ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1014 м. Ніжин Л – Господарчій двір становить (протоколи додаються):

2013 (зима) рік ф. «А» - 0,6 А, ф «В» - 1А, ф. «С» - 0,5А.

2014 (зима) рік ф. «А» - 3,3 А, ф «В» - 1 А, ф. «С» - 1,2 А.

2015 (зима) рік ф. «А» - 8,5 А, ф «В» - 2,5 А, ф. «С» - 7 А.

2016 (зима) рік ф. «А» - 7,6 А, ф «В» - 3,1 А, ф. «С» - 6,8 А.

2017 (зима) рік ф. «А» - 6,5 А, ф «В» - 4 А, ф. «С» - 3,5 А.

Апарати захисту вибрані не по струму к.з., а по режиму навантаження мережі. Встановлено запобіжники, з плавкою вставкою 200 А.

Протяжність ПЛ-0,4 кВ Л – Господарчій двір від ЗТП-1014 м. Ніжин становить 0,16 км.

Останній капітальний ремонт проведений в 2015 році, під час якого проведено наступні роботи: перетягування вводів, перетягування проводів, розчищення траси, нумерація опор монтаж контурів.

За аналізом наданої документації та оглядом об’єкту з виїздом на місце встановлено наступне:

* ПЛ-0,4 кВ Л – Господарчій двір від ЗТП-1014 м. Ніжин, проходить по території центральної міської лікарні (стаціонарні відділення та лабораторні приміщення);
* залізобетонні опори, мають сколи бетону та повздовжні тріщини, на кутових опорах (поворот 90 град.) відсутні підкоси;
* велика кількість дефектних ділянок магістральних проводів та вводів до будівель (понаднормовою кількістю з’єднань в одному прогоні та невідповідним перерізом проводу).
* траверси опор в наслідок тривалої експлуатації мають корозію металу та деформаційні ушкодження;
* по всій довжині ПЛ велика кількість багаторічних насаджень, що ускладнює організацію робіт по розчищенню трас.

**ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1014 м. Ніжин Л - Міськлікарня**

Рік вводу в експлуатацію лінії – 1961 р.

Згідно Акту технічного обстеження, проведеного спеціалістами (інженерно-технічними працівниками) ВП Ніжинський РЕМ визначено дефектним наступне обладнання:

1. Проводи дефектні – (А-35, А-25, А-16) – 0,4 км. (33.33 % від загальної кількості);

2. Відгалуження від опор ПЛ до вводів – 7 шт. (77,78 % від загальної кількості);

3. Стояки залізобетонні (в тому числі підкоси) – 3шт. (27.27 % від загальної кількості).

Відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» ПЛ вимагає реконструкції, а саме по ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1014 м. Ніжин Л – Міськлікарня значення коефіцієнту дефектності (КДН) складає 29,51 %.

Комісія ВП Ніжинський РЕМ в складі головного інженера, начальника ВЕВ, майстрів НМД та ТП-РП-1 визначила, що ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1014 м. Ніжин Л – Міськлікарня знаходиться в незадовільному стані і потребує першочергової реконструкції.

Від ПЛ здійснюється електропостачання 9 об’єктів міської лікарні.

По замірам рівень напруги в контрольних точках ПЛ (у найбільш віддалених споживачів) склав 228 В (протоколи додаються).

Навантаження по ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1014 м. Ніжин Л – Міськлікарня становить (протоколи додаються):

2013 (зима) рік ф. «А» - 28,5 А, ф «В» - 16,5 А, ф. «С» - 12А.

2014 (зима) рік ф. «А» - 47 А, ф «В» - 23 А, ф. «С» - 52 А.

2015 (зима) рік ф. «А» - 44 А, ф «В» - 26 А, ф. «С» - 29,7 А.

2016 (зима) рік ф. «А» - 46,4 А, ф «В» - 24,9 А, ф. «С» - 37,4 А.

2017 (зима) рік ф. «А» - 43А, ф «В» - 31 А, ф. «С» - 37 А.

Апарати захисту вибрані не по струму к.з., а по режиму навантаження мережі. Встановлено запобіжники, з плавкою вставкою 200 А.

Протяжність ПЛ-0,4 кВ Л – Міськлікарня від ЗТП-1014 м. Ніжин становить 0,295 км.

Останній капітальний ремонт проведений в 2015 році, під час якого проведено наступні роботи: перетягування вводів, перетягування проводів, розчищення траси, монтаж контурів заземлення, нумерація опор.

За аналізом наданої документації та оглядом об’єкту з виїздом на місце встановлено наступне:

* ПЛ-0,4 кВ Л – Міськлікарня від ЗТП-1014 м. Ніжин, проходить по території центральної міської лікарні (стаціонарні відділення та лабораторні приміщення);
* Від даної ПЛ-0,4 кВ здійснюється електропостачання споживачів І категорії надійності електропостачання (операційне, реанімаційне відділення та ліфти);
* залізобетонні опори, мають сколи бетону та повздовжні тріщини, на відгалуджувальних опорах відсутні підкоси чи відтягнення;
* велика кількість дефектних ділянок магістральних проводів та вводів до будинків (понаднормовою кількістю з’єднань в одному прогоні та невідповідним перерізом проводу);
* траверси опор в наслідок тривалої експлуатації мають корозію металу та деформаційні ушкодження;
* по всій довжині ПЛ велика кількість багаторічних насаджень, що ускладнює організацію робіт по розчищенню трас.

**ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1014 м. Ніжин Л - Харчоблок**

Рік вводу в експлуатацію лінії – 1961 р.

Згідно Акту технічного обстеження, проведеного спеціалістами (інженерно-технічними працівниками) ВП Ніжинський РЕМ визначено дефектним наступне обладнання:

1. Проводи дефектні – (А-35, А-25, А-16) – 0,34км. (49,4 % від загальної кількості);

2. Відгалуження від опор ПЛ до вводів – 2 шт. (50%від загальної кількості);

3. Стояки залізобетонні (в тому числі підкоси) – 1шт. (16,67 % від загальної кількості).

Відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» ПЛ вимагає реконструкції, а саме по ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1014 м. Ніжин Л – Харчоблок значення коефіцієнту дефектності (КДН) складає 28,87 %.

Комісія ВП Ніжинський РЕМ в складі головного інженера, начальника ВЕВ, майстрів НМД та ТП-РП-1 визначила, що ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1014 м. Ніжин Л – Харчоблок знаходиться в незадовільному стані і потребує першочергової реконструкції.

Від ПЛ здійснюється електропостачання 4 об’єктів міської лікарні.

По замірам рівень напруги в контрольних точках ПЛ (у найбільш віддалених споживачів) склав 227 В (протоколи додаються).

Навантаження по ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1014 м. Ніжин Л – Харчоблок становить (протоколи додаються):

2013 (зима) рік ф. «А» - 9 А, ф «В» - 12А, ф. «С» - 8,1А;

2014 (зима) рік ф. «А» - 14,3 А, ф «В» - 27,9 А, ф. «С» - 19,6 А;

2015 (зима) рік ф. «А» - 9,7 А, ф «В» - 16,7 А, ф. «С» - 14,5 А.

2016 (зима) рік ф. «А» - 12,3 А, ф «В» - 22,6 А, ф. «С» - 17,8 А.

2017 (зима) рік ф. «А» - 13А, ф «В» - 23 А, ф. «С» - 19 А.

Апарати захисту вибрані не по струму к.з., а по режиму навантаження мережі. Встановлено запобіжники, з плавкою вставкою 200 А.

Протяжність ПЛ-0,4 кВ Л – Харчоблок від ЗТП-1014 м. Ніжин становить 0,176 км.

Останній капітальний ремонт проведений в 2015 році, під час якого проведено наступні роботи: заміна проводів, перетягування проводів, перетягування вводів, розчищення траси, монтаж контурів заземлення, нумерація опор.

За аналізом наданої документації та оглядом об’єкту з виїздом на місце встановлено наступне:

* ПЛ-0,4 кВ Л – Харчоблок від ЗТП-1014 м. Ніжин, проходить по території центральної міської лікарні (стаціонарні відділення та лабораторні приміщення);
* залізобетонні опори, мають сколи бетону та повздовжні тріщини;
* велика кількість дефектних ділянок магістральних проводів та вводів до будинків (понаднормовою кількістю з’єднань в одному прогоні та невідповідним перерізом проводу).
* траверси опор в наслідок тривалої експлуатації мають корозію металу та деформаційні ушкодження;

по всій довжині ПЛ велика кількість багаторічних насаджень, що ускладнює організацію робіт по розчищенню трас.

ТОВ «ЕНЕРДЖІ СЕРВІС» ТОВ НПП «Запоріженергопроектбуд» за рахунок інвестиційної програми 2015 року виконало робочий проект «Реконструкція ПЛ-0,4 кВ Л-Господарчий двір, Л-Міськлікарня, Л-Харчоблок від ЗТП-14 в м. Ніжин, Ніжинського району, Чернігівської області».

Проектом передбачено:

* реконструкція мереж ПЛ 0,4кВ ТП-14 з заміною неізольованого провода на СІП довжиною 0,685 км;
* будівництво лінії зовнішнього освітлення (по опорам ПЛІ 0,4кВ) довжиною 0,515 км;
* встановлення розподільчої панелі ЩО 90 -1шт;
* шафа обліку електричної енергії ЩО-90 -1 шт.

Дані щодо довжин ліній до споживачів, кількості споживачів та споживання наведені у таблиці № 1.

Проектом передбачається заміна проводу А-35 на СІП-5нг(4х70). Вибір марок і перерізів проводів виконаний відповідно до навантаження по мінімуму зведених витрат. Розрахунковий струм в нормальному режимі на лініях ПЛІ-0,4кВ, які відходять від ЗТП складає: лінія №1=141А, лінія №2=144А, лінія №3=200А, лінія №4=200А, лінія №5=154А. Договірна потужність 750 кВт.

При реконструкції будуть використовуватися наступні основні матеріали:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| СІП 4х70 | км | 0,44 |
| СІП 4х50 | км | 0,346 |
| СІП 4х25 | км | 0,241 |
| СІП 4х16 | км | 0,348 |
| СІП 2х25 | км | 0,039 |
| СІП 2х16 | км | 0,142 |
| Опори СВ95 | шт. | 31 |
| Опори СВ105 | шт. | 8 |
| Опори СК | шт. | 3 |

Кошторисна вартість реконструкції **ПЛ-0,4кВ Л-Господарчий двір, Л-Міськлікарня, Л-Харчоблок від ЗТП-14** в м. Ніжин, Ніжинського району, Чернігівської областістановить 920,857 тис.грн. без ПДВ,загальна вартість реконструкції передбачена інвестиційними програмами 2018-2019 років складає 764,74 тис. грн. без ПДВ.

В 2018 році розпочаті роботи з реконструкції ПЛ-0,4кВ Л-Господарчий двір, Л-Міськлікарня, Л-Харчоблок від ЗТП-14в м. Ніжин, Чернігівської області для виключення впливу інфляційних процесів здійснено фінансування робіт в сумі 616,33 тис. грн.. без ПДВ, в тому числі для закупівлі матеріалів та обладнання у сумі 466,38 тис.грн без ПДВ для 100 % їх закупівлі з поставкою на склад у 2018 році, згідно з умовами договору. А також, відповідно до договору, у 2018 році виконані роботи з розвезення по трасі залізобетонних стояків в кількості 42 штук, установлення залізобетонних опор в кількості 30 штук. на суму 258,94 тис.грн. Захід є перехідним, закінчення робіт (повне освоєння коштів), а саме монтаж проводів, перепідключення вводів до споживачів, доустановлення опор та остаточний розрахунок планується в 2019 році за рахунок інвестиційної програми на 2019 року.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Етапи | 2018 рік, місяць | | | | | 2019 рік, місяць | |
| 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 6-9 | 10 |
| Проведення тендерної процедури закупівлі робіт | Х | Х |  |  |  |  |  |
| Укладання договору |  |  | Х |  |  |  |  |
| Закупівля матеріалів та обладнання |  |  |  | Х | Х |  |  |
| Виконання робіт |  |  |  |  | Х | Х |  |
| Приймання об’єкта в експлуатацію |  |  |  |  |  |  | Х |

Інвестиційною програмою 2019 року планується остаточне фінансування та завершення робіт з технічного переоснащення ПЛ-0,4кВ Л-Господарчий двір, Л-Міськлікарня, Л-Харчоблок від ЗТП-14в м. Ніжин, Чернігівської області довжиною **0,16 км,** на що планується виділити кошти в розмірі **177,69** **тис. грн. без ПДВ.**

Реалізація проекту дасть можливість підвищити показники індексів надійності, що в свою чергу покращить та зменшить недовідпуск електричної енергії, а також забезпечить надійне функціонування соціально-важливих об’єктів та інфраструктури м.Ніжин.

**Економічний ефект від впровадження заходу**

Методика розрахунку економічного ефекту від впровадження даного заходу наведена в пункті **1.1.2.5.1.**

При заміні проводу на ізольований недовідпуск електричної енергії пов'язаний з аварійними пошкодженнями на ПЛ 0,4 кВ зменшиться на 3 929грн.

При заміні проводу на ізольований безоблікове споживання електроенергії зменшиться на 222,15кВт\*год, або в грошовому еквіваленті 373,2грн.

При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ економія коштів на розчистку ліній становитиме 9590 грн.

При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ економія коштів на експлуатаційне обслуговування становитиме 15070 грн.

При заміні лічильників на більший клас точності економія складе 897 кВт\*год, або в грошовому еквіваленті 1507 грн.

При заміні проводу на ізольований зменшиться ТВЕ на 1507 кВт\*год, або в грошовому еквіваленті 2532грн.

Вартість матеріалів отриманих від демонтажу 12 796 грн.

Загальні капітальні вкладення у реконструкцію даної ПЛ 0,4 кВ становлять 764,74 тис.грн. без ПДВ.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці 1.2.

Термін окупності складатиме:

**,** де

(764,74–12,8)/(3,9+0,4+9,6+15,1+1,5+2,5) = **22,8 роки.**

#### 1.1.2.5.3 ПЛ-0,4кВ Л-Небесної сотні (Леніна), Л-Яворовського від ЗТП-20 в м. Ніжин, Ніжинського району, Чернігівської області.

Має довжину **2,93 км**. ПЛ 0,4 кВ введена в експлуатацію 1948 р. ПЛ побудована на дерев’яних та з/б опорах більша частина з яких потребують заміни. Провід переважно марки А-16,25. Переважна більшість відгалужень від опор ПЛ до вводів дефектні. Рівень напруги в контрольних точках ПЛ не відповідає допустимим значення ГОСТ 13109-97. Розрахункове значення втрат напруги понаднормове.

На 01.01.2017 року технічний стан мереж характеризується як незадовільний згідно акту обстеження технічного стану Ніжинського району електричних мереж.

Характеристика об’єкту

**ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1020 м. Ніжин Л – Небесної сотні**

Рік вводу в експлуатацію лінії – 1948 р.

Згідно Акту технічного обстеження, проведеного спеціалістами (інженерно-технічними працівниками) ВП Ніжинський РЕМ визначено дефектним наступне обладнання:

1. Стояки дерев’яні цільностоякових дерев’яних опор на з/б приставці (в тому числі підкоси) оп. – 3 шт. (75 % від загальної кількості);

2. Приставки залізобетонні – 1 шт. (25% від загальної кількості);

3. Проводи дефектні – (А-35. А-25, А-16 ) - 1,6 км, (36.2 % від загальної кількості);

4. Відгалуження від опор ПЛ до вводів – 9 шт. (16,98 % від загальної кількості);

5. Стояки залізобетонні (в тому числі підкоси) - 7шт. (19,44 % від загальної кількості).

Відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» ПЛ вимагає реконструкції, а саме по ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1020 м. Ніжин Л – Небесної сотні значення коефіцієнту дефектності (КДН) складає 25,32 %.

Комісія ВП Ніжинський РЕМ в складі головного інженера, начальника ВЕВ, майстрів НМД та ТП-РП-1 визначила, що ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1020 м. Ніжин Л – Небесної сотні знаходиться в незадовільному стані і потребує першочергової реконструкції.

Від ПЛ здійснюється електропостачання 53 споживачам електричної енергії.

По замірам рівень напруги в контрольних точках ПЛ (у найбільш віддалених споживачів) склав 196 В (протоколи додаються).

Навантаження по ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1020 м. Ніжин Л – Небесної сотні становить (протоколи додаються):

2013 (зима) рік ф. «А» - 38А, ф «В» - 52А, ф. «С» - 48А.

2014 (зима) рік ф. «А» - 42,1 А, ф «В» - 56 А, ф. «С» - 49,9 А.

2015 (зима) рік ф. «А» - 62 А, ф «В» - 71 А, ф. «С» - 68 А.

2016 (зима) рік ф. «А» - 54,3 А, ф «В» - 65,2 А, ф. «С» - 58,9 А.

2017 (зима) рік ф. «А» - 71 А, ф «В» - 62 А, ф. «С» - 61 А.

Апарати захисту вибрані не по струму к.з., а по режиму навантаження мережі. Встановлено запобіжники, з плавкою вставкою 250 А.

Протяжність ПЛ-0,4 кВ Л – Небесної сотні від ЗТП-1020 м. Ніжин становить 1,241 км.

Останній капітальний ремонт проведений в 2009 році, під час якого проведено наступні роботи: перетягування вводів, перетягування проводів, розчищення траси, нумерація опор, монтаж контурів заземлення, нумерація опор.

За аналізом наданої документації та оглядом об’єкту з виїздом на місце встановлено наступне:

* залізобетонні опори мають вибоїни бетону та повздовжні тріщини, на кутових та відгалуджувальних опорах відсутні підкоси чи відтягнення;
* на дерев’яних опорах на з/б приставках сліди загнивання деревини та ослаблення кріплення бандажів;
* велика кількість дефектних ділянок магістральних проводів та вводів до будинків (понаднормовою кількістю з’єднань в одному прогоні та невідповідним перерізом проводу);
* траверси опор в наслідок тривалої експлуатації мають корозію металу та деформаційні ушкодження;
* по всій довжині ПЛ велика кількість фруктових та декоративних дерев, що ускладнює організацію робіт по розчищенню трас від кущів та дерев.

**ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1020 м. Ніжин Л – Яворського**

Рік вводу в експлуатацію лінії – 1948 р.

Згідно Акту технічного обстеження, проведеного спеціалістами (інженерно-технічними працівниками) ВП Ніжинський РЕМ визначено дефектним наступне обладнання:

1. Стояки дерев’яні цільностоякових дерев’яних опор на з/б приставці (в тому числі підкоси) – 4 шт. (57,14% від загальної кількості);

2. Приставки залізобетонні – 4 шт. (28,57 % від загальної кількості);

3. Проводи дефектні – (А-35, А-25, А-16) - 1,1км, (33,2 % від загальної кількості);

4. Відгалуження від опор ПЛ до вводів – 12 шт.(20 % від загальної кількості),

5. Стояки залізобетонні (в тому числі підкоси) – 4шт. (16,67 % від загальної кількості).

Відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» ПЛ вимагає реконструкції, а саме по ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1020 м. Ніжин Л – Яворського значення коефіцієнту дефектності (КДН) складає 25,02 %.

Комісія ВП Ніжинський РЕМ в складі головного інженера, начальника ВЕВ, майстрів НМД та ТП-РП-1 визначила, що ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1020 м. Ніжин Л – Яворського знаходиться в незадовільному стані і потребує першочергової реконструкції.

Від ПЛ здійснюється електропостачання 60 споживачам електричної енергії.

По замірам рівень напруги в контрольних точках ПЛ (у найбільш віддалених споживачів) склав 198 В (протоколи додаються).

Навантаження по ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1020 м. Ніжин Л - Яворського становить (протоколи додаються):

2013 (зима) рік ф. «А» - 63 А, ф «В» - 76А, ф. «С» - 81А.

2014 (зима) рік ф. «А» - 73 А, ф «В» - 66 А, ф. «С» - 84 А.

2015 (зима) рік ф. «А» - 82 А, ф «В» - 74 А, ф. «С» - 94 А.

2016 (зима) рік ф. «А» - 76 А, ф «В» - 68 А, ф. «С» - 85 А.

2017 (зима) рік ф. «А» - 82 А, ф «В» - 71 А, ф. «С» - 92 А.

Апарати захисту вибрані не по струму к.з., а по режиму навантаження мережі. Встановлено запобіжники, з плавкою вставкою 250 А.

Протяжність ПЛ-0,4 кВ Л – Яворського від ЗТП-1020 м. Ніжин становить 1,028 км.

Останній капітальний ремонт проведений в 2009 році, під час якого проведено наступні роботи:

перетягування вводів, перетягування проводів, розчищення траси, нумерація опор, монтаж контурів заземлення, нумерація опор.

За аналізом наданої документації та оглядом об’єкту з виїздом на місце встановлено наступне:

* залізобетонні опори мають вибоїни бетону та повздовжні тріщини, на кутових та відгалуджувальних опорах відсутні підкоси чи відтягнення;
* на дерев’яних опорах на з/б приставках сліди загнивання деревини та ослаблення кріплення бандажів;
* велика кількість дефектних ділянок магістральних проводів та вводів до будинків (понаднормовою кількістю з’єднань в одному прогоні та невідповідним перерізом проводу).
* траверси опор в наслідок тривалої експлуатації мають корозію металу та деформаційні ушкодження;
* по всій довжині ПЛ велика кількість фруктових та декоративних дерев, що ускладнює організацію робіт по розчищенню трас від кущів та дерев.

ТОВ «ЕНЕРДЖІ СЕРВІС» ТОВ НПП «Запоріженергопроектбуд» за рахунок інвестиційної програми 2015 року виконало робочий проект «Реконструкція ПЛ-0,4 кВ Л-Небесної сотні (Леніна), Л-Яворовського від ЗТП-20 в м. Ніжин, Ніжинського району, Чернігівської області».

Проектом передбачено:

* реконструкція мереж ПЛ 0,4 кВ ЗТП-20 з заміною неізольованого провода на СІП довжиною 2,925 км;
* реконструкція лінії зовнішнього освітлення (по опорам ПЛІ 0,4кВ) довжиною 1,991км;
* встановлення виносних шаф обліку: 141 шт. однофазних; 6 шт. трифазних;

встановлення щита обліку на n-однофазних лічильників: 7 шт.

Дані щодо довжин ліній до споживачів, кількості споживачів та споживання наведені у таблиці № 1.

Проектом передбачається заміна проводу А-35 на СІП-5нг(4х95). Вибір марок і перерізів роводів виконаний відповідно до навантаження по мінімуму зведених витрат. Розрахунковий струм в нормальному режимі на лінії №1 0,4 кВ, яка відходить від ТП складає I=65,03 А, на лінії №2 - I=162,72 А , на лінії №3 – 139,17 А, на лінії №4 – 114,1 А. Договірна потужність 1557,34 кВт.

При реконструкції будуть використовуватися наступні основні матеріали:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| СІП 4х95 | км | 1,605 |
| СІП 4х70 | км | 0,06 |
| СІП 4х50 | км | 0,87 |
| СІП 4х25 | км | 0,712 |
| СІП 4х16 | км | 0,706 |
| СІП 2х25 | км | 0,205 |
| СІП 2х16 | км | 3,74 |
| Опори СВ95 | шт. | 62 |
| Опори СВ105 | шт. | 32 |
| Опори СК | шт. | 26 |

Кошторисна вартість реконструкції **ПЛ-0,4кВ Л-Небесної сотні (Леніна), Л-Яворовського від ЗТП-20** в м. Ніжин, Ніжинського району, Чернігівської областістановить 4388,879 тис.грн. без ПДВ,загальна вартість реконструкції після корегування вартості матеріалів та ризиків складає 4131,35 тис. грн. без ПДВ.

В 2018 році розпочаті роботи з реконструкції ПЛ-0,4кВ Л-Небесної сотні (Леніна), Л-Яворовського від ЗТП-20в м. Ніжин, Чернігівської області, здійснено фінансування робіт в сумі 3235 тис. грн.. без ПДВ, в тому числі для закупівлі матеріалів та обладнання у сумі 2 646,37 тис.грн без ПДВ для 100 % їх закупівлі з поставкою на склад у 2018 році, згідно з умовами договору. А також, відповідно до договору, у 2018 році виконано роботи з розвезення по трасі залізобетонних стояків в кількості 85 штук, установлення залізобетонних одно стоякових опор в кількості 79 штук на суму 728,12 тис. грн. Роботи планується виконати згідно графіку та закінчити в 2019 році. Захід є перехідним, закінчення робіт (повне освоєння коштів), а саме монтаж проводів, перепідключення вводів до споживачів, доустановлення опор та остаточний розрахунок планується в 2019 році за рахунок інвестиційної програми на 2019 року.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Етапи | 2018 рік, місяць | | | | | 2019 рік, місяць | |
| 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 6-9 | 10 |
| Проведення тендерної процедури закупівлі робіт | Х | Х |  |  |  |  |  |
| Укладання договору |  |  | Х |  |  |  |  |
| Закупівля матеріалів та обладнання |  |  |  | Х | Х |  |  |
| Виконання робіт |  |  |  |  | Х | Х |  |
| Приймання об’єкта в експлуатацію |  |  |  |  |  |  | Х |

Інвестиційною програмою 2019 року планується остаточне фінансування та завершення робіт з технічного переоснащення ПЛ-0,4кВ Л-Небесної сотні (Леніна), Л-Яворовського від ЗТП-20, Чернігівської області довжиною **0,63 км**, на що планується виділити кошти в розмірі **896,35** **тис. грн. без ПДВ.**

Реалізація проекту дасть можливість підвищити показники індексів надійності, що в свою чергу покращить та зменшить недовідпуск електричної енергії, а також забезпечить надійне функціонування соціально-важливих об’єктів та інфраструктури м.Ніжин.

**Економічний ефект від впровадження заходу**

Методика розрахунку економічного ефекту від впровадження даного заходу наведена в пункті **1.1.2.5.1.**

При заміні проводу на ізольований недовідпуск електричної енергії пов'язаний з аварійними пошкодженнями на ПЛ 0,4 кВ зменшиться на 16778 грн.

При заміні проводу на ізольований безоблікове споживання електроенергії зменшиться на 948,58кВт\*год, або в грошовому еквіваленті 1593,6 грн.

При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ економія коштів на розчистку ліній становитиме 40950 грн.

При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ економія коштів на експлуатаційне обслуговування становитиме 64350 грн.

При заміні лічильників на більший клас точності економія складе 878 кВт\*год, або в грошовому еквіваленті 1474 грн.

При заміні проводу на ізольований зменшиться ТВЕ на 6435 кВт\*год, або в грошовому еквіваленті 10811 грн.

Вартість матеріалів отриманих від демонтажу 54 642грн.

Загальні капітальні вкладення у реконструкцію даної ПЛ 0,4 кВ становлять 4131,35 тис.грн. без ПДВ.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці 1.2.

Термін окупності складатиме:

**,** де

(4131,35–54,6)/(16,8+1,6+41+64,35+1,5+10,8) = **27,1 років.**

#### 1.1.2.5.4 Реконструкція ПЛ-0,4кВ Л-Шевченко від ЗТП-29 в м. Ніжин, Ніжинського району, Чернігівської області.

Має довжину **3,062 км.** ПЛ 0,4 кВ введена в експлуатацію 1978 р. ПЛ побудована на дерев’яних та з/б опорах більша частина з яких потребують заміни. Провід переважно марки А-16,25. Переважна більшість відгалужень від опор ПЛ до вводів дефектні. Рівень напруги в контрольних точках ПЛ не відповідає допустимим значення ГОСТ 13109-97. Розрахункове значення втрат напруги понаднормове.

На 01.01.2018 року технічний стан мереж характеризується як незадовільний згідно акту обстеження технічного стану Ніжинського району електричних мереж.

Характеристика існуючого об’єкту

Номера ТП, їх потужність, рік виготовлення, встановлення:

Обладнання ЗТП - 1029 м. Ніжин, Чернігівської області 1960 рік введення в експлуатацію.

Силовий трансформатор ЗТП №1029 (1х250кВА) завантажений при вечірньому максимумі більше 100%

Абоненти, підключені до ЗТП - 1029:

* Потужність згідно програми «Енерго» – 1217,5 кВт;
* Розрахункове навантаження – 827,11 кВт.

По розрахунковим даним, зазначених в проекті 1156.06 потрібно встановити розвантажувальну підстанцію потужністю 160 кВА та реконструкції ПЛ 0,4 кВ Л-Шевченко від ЗТП-1029, що передбачено проектом. Згідно розрахунків зазначених в проекті 1156.06 після розділення ПЛ-0,4 кВ до новозбудованої КТПГС 10/0,4 кВ буде приєднано існуючих абонентів, розрахункова потужність яких становить – 136 кВА.

**ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1029 м. Ніжин Л – Шевченко**

Рік вводу в експлуатацію лінії – 1978 р.

Згідно Акту технічного обстеження, проведеного спеціалістами (інженерно-технічними працівниками) ВП Ніжинський РЕМ визначено дефектним наступне обладнання:

1. Стояки дерев’яні цільностоякових дерев’яних опор на з/б приставці (в тому числі підкоси) – 6 шт. (50% від загальної кількості);

2. Приставки залізобетонні – 3 шт. (25%від загальної кількості);

3. Проводи дефектні – (А-35, А-25, А-16) - 2.51км. (25.09 % від загальної кількості);

4. Відгалуження від опор ПЛ до вводів – 37 шт. (31,36 % від загальної кількості);

5.Стояки залізобетонні (в тому числі підкоси) – 11шт. (16,92 % від загальної кількості).

Відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» ПЛ вимагає реконструкції, а саме по ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1029 м. Ніжин Л – Шевченко значення коефіцієнту дефектності (КДН) складає 25,09 %.

Комісія ВП Ніжинський РЕМ в складі головного інженера, начальника ВЕВ, майстрів НМД та ТП-РП-1 визначила, що ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1029 м. Ніжин Л – Шевченко знаходиться в незадовільному стані і потребує першочергової реконструкції.

Від ПЛ здійснюється електропостачання 118 споживачам електричної енергії.

По замірам рівень напруги в контрольних точках ПЛ (у найбільш віддалених споживачів) склав 199 В (протоколи додаються).

Навантаження по ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1029 м. Ніжин Л - Шевченка становить (протоколи додаються):

2013 (зима) рік ф. «А» - 88 А, ф «В» - 67,2А, ф. «С» - 78,5 А.

2014 (зима) рік ф. «А» - 64,2 А, ф «В» - 74,3 А, ф. «С» - 66,7 А.

2015 (зима) рік ф. «А» - 42,1 А, ф «В» - 64,9 А, ф. «С» - 72,3 А.

2016 (зима ) рік ф. «А» - 76,8 А, ф «В» - 71,1 А, ф. «С» - 68,3 А.

2017 (зима) рік ф. «А» - 68 А, ф «В» - 73 А, ф. «С» - 79 А.

Апарати захисту вибрані не по струму к.з., а по режиму навантаження мережі. Встановлено запобіжники, з плавкою вставкою 200 А.

Протяжність ПЛ-0,4 кВ Л – Шевченка від ЗТП-1029 м. Ніжин становить 2,847 км.

Останній капітальний ремонт проведений в 2008 році, під час якого проведено наступні роботи:

заміна аварійних опор, заміна проводів, перетягування проводів, перетягування вводів, розчищення траси, монтаж контурів заземлення, нумерація опор.

За аналізом наданої документації та оглядом об’єкту з виїздом на місце встановлено наступне:

* залізобетонні опори мають вибоїни бетону та повздовжні тріщини;
* на ПЛ-0,4 кВ встановлені не проектні опори, в наслідок чого габарит від неізольованих проводів до землі не відповідає вимогам ПУЕ.
* на дерев’яних опорах на з/б приставках сліди загнивання деревини та ослаблення кріплення бандажів;
* велика кількість дефектних ділянок магістральних проводів та вводів до будинків (понаднормовою кількістю з’єднань в одному прогоні та невідповідним перерізом проводу);
* траверси опор в наслідок тривалої експлуатації мають корозію металу та деформаційні ушкодження;

по всій довжині ПЛ велика кількість фруктових дерев, що ускладнює організацію робіт по розчищенню трас від кущів та дерев.

ТОВ «ЕНЕРДЖІ СЕРВІС» ТОВ НПП «Запоріженергопроектбуд» за рахунок інвестиційної програми 2015 року виконало робочий проект «Реконструкція ПЛ 0,4 кВ Л-Шевченко від ЗТП-29 в м. Ніжин, Ніжинського району, Чернігівської області».

Проектом передбачено:

* реконструкція мереж ПЛ 0,4 кВ з заміною неізольованого проводу на СІП довжиною 2,864 км;
* реконструкція лінії зовнішнього освітлення (по опорам ПЛІ 0,4кВ) довжиною 1,691 км;
* встановлення панелей ЩО-90 в РУ-0,4 кВ ЗТП 10/0,4 кВ – 1 шт;
* будівництво КЛ 10 кВ довжиною 0,197 км;
* встановлення КТПГС 10/0,4 кВ потужністю 160 кВА – 1 шт;

встановлення виносних шаф обліку: 94 шт. - однофазних, 4 шт. – трифазних.

Дані щодо довжин ліній до споживачів, кількості споживачів та споживання наведені у таблиці № 1.

Проектом передбачається заміна проводу А-35 на СІП-5нг(4х95). При розрахунку перетину проводу на магістралі та автоматичних вимикачів на вводів виносних шафах обліку електроенергії, навантаження на вводі в житловий будинок з однофазним навантаженням відповідно досягнутому рівню електроспоживання, з перспективою розвитку відповідно до [1], прийняті 5,0 кВт, з трифазним – згідно договору на приєднання.

Вибір марок і перерізів проводів виконаний відповідно до навантаження по мінімуму

зведених витрат. Договірна птужність 1250,3 кВт

В даному робочому проекті ПЛІ 0,4 кВ виконуються самоутримним ізольованим проводом з чотирма утримними жилами, відповідно до завдання на проектування. Вибрані дроти перевірені на тривало допустиме навантаження, термічну стійкість до дії струмів коротких замикань, допустимі втрати напруги в лінії, виходячи з нормованого в відхилення напруги у споживачів (5%) та через спрацювання захисту при одно- і двофазних коротких замиканнях.

Відгалуження до вводів в кожний будинок виконані самоутримними ізольованими проводами СІП-5нг перетином 16, 50, 95 мм2, відповідно з чотирма та двома самоутримними жилами.

При реконструкції будуть використовуватися наступні основні матеріали:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| СІП 4х120 | км | 0,372 |
| СІП 4х95 | км | 0,768 |
| СІП 4х70 | км | 0,415 |
| СІП 4х50 | км | 1,317 |
| СІП 4х25 | км | 0,129 |
| СІП 4х16 | км | 0,313 |
| СІП 2х25 | км | 0,61 |
| СІП 2х16 | км | 2,926 |
| КТПГС-160/10/0,4 У1 | шт. | 1 |
| ЩО-90 | компл. | 1 |
| Опори СВ95 | шт. | 89 |
| Опори СВ105 | шт. | 37 |
| Опори СК | шт. | 19 |

Кошторисна вартість реконструкції **ПЛ-0,4кВ Л-Шевченко від ЗТП-29** в м. Ніжин, Ніжинського району, Чернігівської області становить 4 437,34тис.грн. без ПДВ,інвестиційними програмами 2018-2019 років для реалізації даного проекту передбачено 3869,01 тис. грн. без ПДВ.

В 2018 році розпочаті роботи з реконструкції ПЛ-0,4кВ Л-Шевченко від ЗТП-29в м. Ніжин, Чернігівської області, для виключення інфляційних ризиків здійснено фінансування робіт в сумі 3090,42 тис. грн.. без ПДВ, в тому числі для закупівлі матеріалів та обладнання у сумі 2 362,46 тис.грн без ПДВ для 100 % їх закупівлі з поставкою на склад у 2018 році, згідно з умовами договору. А також, відповідно до договору, у 2018 році виконано роботи з розвезення по трасі залізобетонних стояків в кількості 27 штук, установлення залізобетонних одно стоякових опор в кількості 22 штуки на суму 761,71 тис. грн.

Роботи планується виконати згідно графіку та закінчити в 2019 році. Захід є перехідним, закінчення робіт (повне освоєння коштів), а саме монтаж проводів, перепідключення вводів до споживачів, доустановлення опор та остаточний розрахунок планується в 2019 році за рахунок інвестиційної програми на 2019 року.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Етапи | 2018 рік, місяць | | | | | 2019 рік, місяць | |
| 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 6-9 | 10 |
| Проведення тендерної процедури закупівлі робіт | Х | Х |  |  |  |  |  |
| Укладання договору |  |  | Х |  |  |  |  |
| Закупівля матеріалів та обладнання |  |  |  | Х | Х |  |  |
| Виконання робіт |  |  |  |  | Х | Х |  |
| Приймання об’єкта в експлуатацію |  |  |  |  |  |  | Х |

Інвестиційною програмою 2019 року планується остаточне фінансування та завершення робіт з технічного переоснащення ПЛ-0,4кВ Л-Шевченко від ЗТП-29в м. Ніжин, Чернігівської області довжиною **0,73 км**, на що планується виділити кошти в розмірі **925,46** **тис. грн. без ПДВ.**

Реалізація проекту дасть можливість підвищити показники індексів надійності, що в свою чергу покращить та зменшить недовідпуск електричної енергії, а також забезпечить надійне функціонування соціально-важливих об’єктів та інфраструктури м.Ніжин.

**Економічний ефект від впровадження заходу**

Методика розрахунку економічного ефекту від впровадження даного заходу наведе в пункті **1.1.2.5.1.**

При заміні проводу на ізольований недовідпуск електричної енергії пов'язаний з аварійними пошкодженнями на ПЛ 0,4 кВ зменшиться на 17563 грн.

При заміні проводу на ізольований безоблікове споживання електроенергії зменшиться на 993кВт\*год, або в грошовому еквіваленті 1668,3грн.

При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ економія коштів на розчистку ліній становитиме 42868 грн.

При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ економія коштів на експлуатаційне обслуговування становитиме 73364 грн.

При заміні лічильників на більший клас точності економія складе 1175 кВт\*год, або в грошовому еквіваленті 1973 грн.

При заміні проводу на ізольований зменшиться ТВЕ на 6736 кВт\*год, або в грошовому еквіваленті 11317 грн.

Вартість матеріалів отриманих від демонтажу 57201грн.

Загальні капітальні вкладення у реконструкцію даної ПЛ 0,4 кВ становлять 3 869,01 тис.грн. без ПДВ.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці 1.2.

Термін окупності складатиме:

**,** де

(3869,01–57,2)/(17,6+1,7+42,9+73,4+2+11,3) = **25,6 років.**

#### 1.1.2.5.5 Реконструкція ПЛ-0,4кВ Л-Лермонтова, Л-Московська від ЗТП-84 в м. Ніжин, Ніжинського району, Чернігівської області.

Має довжину **4,51 км**. ПЛ 0,4 кВ введена в експлуатацію 1979 р. ПЛ побудована на дерев’яних та з/б опорах більша частина з яких потребують заміни. Провід переважно марки А-16,25. Переважна більшість відгалужень від опор ПЛ до вводів дефектні. Рівень напруги в контрольних точках ПЛ не відповідає допустимим значення ГОСТ 13109-97. Розрахункове значення втрат напруги понаднормове.

На 01.01.2017 року технічний стан мереж характеризується як незадовільний згідно акту обстеження технічного стану Ніжинського району електричних мереж.

Характеристика об’єкту

**ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1084 м. Ніжин Л - Лермонтова**

Рік вводу в експлуатацію лінії – 1979 р.

Згідно Акту технічного обстеження, проведеного спеціалістами (інженерно-технічними працівниками) ВП Ніжинський РЕМ визначено дефектним наступне обладнання:

1. Стояки дерев’яні цільностоякових дерев’яних опор на з/б приставці (в тому числі підкоси) – 5 шт. (35,71 % від загальної кількості);

2. Приставки залізобетонні – 2 шт. (14,29 % від загальної кількості);

3. Проводи дефектні – (А-35, А-25, А-16) – 2,51км. (55.4 % від загальної кількості);

4. Відгалуження від опор ПЛ до вводів –19 шт. (20,88 % від загальної кількості);

5. Стояки залізобетонні (в тому числі підкоси) – 4шт. (13.79 % від загальної кількості).

Відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» ПЛ вимагає реконструкції, а саме по ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1084 м. Ніжин Л - Лермонтова значення коефіцієнту дефектності (КДН) складає 27,65 %.

Комісія ВП Ніжинський РЕМ в складі головного інженера, начальника ВЕВ, майстрів НМД та ТП-РП-1 визначила, що ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1084 м. Ніжин Л - Лермонтова знаходиться в незадовільному стані і потребує першочергової реконструкції.

Від ПЛ здійснюється електропостачання 91 споживачам електричної енергії.

По замірам рівень напруги в контрольних точках ПЛ (у найбільш віддалених споживачів) склав 192 В (протоколи додаються).

Навантаження по ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1084 м. Ніжин Л - Лермонтова становить (протоколи додаються):

2013 (зима) рік ф. «А» - 45,8 А, ф «В» - 43,6А, ф. «С» - 62,2 А.

2014 (зима) рік ф. «А» - 38 А, ф «В» - 51,1 А, ф. «С» - 65,4 А.

2015 (зима) рік ф. «А» - 60,1 А, ф «В» - 46 А, ф. «С» - 61 А.

2016 (зима) рік ф. «А» - 71,2 А, ф «В» - 37,9 А, ф. «С» - 74,2 А.

2017 (зима) рік ф. «А» - 61 А, ф «В» - 54 А, ф. «С» - 88 А.

Апарати захисту вибрані не по струму к.з., а по режиму навантаження мережі. Встановлено запобіжники, з плавкою вставкою 100 А.

Протяжність ПЛ-0,4 кВ Л - Лермонтова від ЗТП-1084 м. Ніжин становить 1,498 км.

Останній капітальний ремонт проведений в 2014 році, під час якого проведено наступні роботи:

перетягування вводів, перетягування проводів, розчищення траси, монтаж контурів заземлення, нумерація опор.

За аналізом наданої документації та оглядом об’єкту з виїздом на місце встановлено наступне:

* на дерев’яних опорах на з/б приставках сліди загнивання деревини та ослаблення кріплення бандажів;
* на ділянці опор №№1-8, 8/1-8/2 виконано сумісний підвіс з неізольованими проводами ПЛ-10 кВ, відстань від проводів ПЛ-0,4 кВ до землі не відповідає вимогам ПУЕ;
* велика кількість дефектних ділянок магістральних проводів та вводів до будинків (понаднормовою кількістю з’єднань в одному прогоні та невідповідним перерізом проводу);
* траверси опор в наслідок тривалої експлуатації мають корозію металу та деформаційні ушкодження;
* по всій довжині ПЛ велика кількість фруктових та декоративних дерев, що ускладнює організацію робіт по розчищенню трас від кущів та дерев, в зв’язку з невдоволенням жителів міста.

**ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1084 м. Ніжин Л - Московська**

Рік вводу в експлуатацію лінії – 1979 р.

Згідно Акту технічного обстеження, проведеного спеціалістами (інженерно-технічними працівниками) ВП Ніжинський РЕМ визначено дефектним наступне обладнання:

1. Стояки дерев’яні цільностоякових дерев’яних опор на з/б приставці (в тому числі підкоси) – 9 шт. (75% від загальної кількості);

2. Проводи дефектні (А-35, А-25, А-16) – 2,04км. (38,5 % від загальної кількості);

3. Відгалуження від опор ПЛ до вводів – 19 шт. (32,76 % від загальної кількості);

4. Стояки залізобетонні (в тому числі підкоси) – 4шт. (10 % від загальної кількості);

Відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» ПЛ вимагає реконструкції, а саме по ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1084 м. Ніжин Л - Московська значення коефіцієнту дефектності (КДН) складає 26,43 %.

Комісія ВП Ніжинський РЕМ в складі головного інженера, начальника ВЕВ, майстрів НМД та ТП-РП-1 визначила, що ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1084 м. Ніжин Л - Московська знаходиться в незадовільному стані і потребує першочергової реконструкції.

Від ПЛ здійснюється електропостачання 58 споживачам електричної енергії.

По замірам рівень напруги в контрольних точках ПЛ (у найбільш віддалених споживачів) склав 194 В (протоколи додаються).

Навантаження по ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1084 м. Ніжин Л - Московська становить (протоколи додаються):

2013 (зима) рік ф. «А» - 36,7 А, ф «В» - 22,9А, ф. «С» - 58,2 А.

2014 (зима) рік ф. «А» - 58,4 А, ф «В» - 32,8 А, ф. «С» - 46,3 А.

2015 (зима) рік ф. «А» - 68,7 А, ф «В» - 59,8 А, ф. «С» - 62,3 А.

2016 (зима) рік ф. «А» - 64,7 А, ф «В» - 71,3 А, ф. «С» - 61,6 А.

2017 (зима) рік ф. «А» - 51 А, ф «В» - 45 А, ф. «С» - 76 А.

Апарати захисту вибрані не по струму к.з., а по режиму навантаження мережі. Встановлено запобіжники, з плавкою вставкою 250 А.

Протяжність ПЛ-0,4 кВ Л - Московська від ЗТП-1084 м. Ніжин становить 1,683 км.

Останній капітальний ремонт проведений в 2014 році, під час якого проведено наступні роботи:

перетягування вводів, перетягування проводів, розчищення траси, монтаж контурів заземлення, нумерація опор.

За аналізом наданої документації та оглядом об’єкту з виїздом на місце встановлено наступне:

* на дерев’яних опорах на з/б приставках сліди загнивання деревини та ослаблення кріплення бандажів;
* велика кількість дефектних ділянок магістральних проводів та вводів до будинків (понаднормовою кількістю з’єднань в одному прогоні та невідповідним перерізом проводу);
* траверси опор в наслідок тривалої експлуатації мають корозію металу та деформаційні ушкодження;

по всій довжині ПЛ велика кількість фруктових та декоративних дерев, що ускладнює організацію робіт по розчищенню трас від кущів та дерев.

ТОВ «ЕНЕРДЖІ СЕРВІС» ТОВ НПП «Запоріженергопроектбуд» за рахунок інвестиційної програми 2015 року виконало робочий проект «Реконструкція ПЛ 0,4 кВ Л-Лермонтова, Л-Московська від ЗТП-84 в м. Ніжин, Ніжинського району, Чернігівської області».

Проектом передбачено:

* реконструкція мереж ПЛ 0,4 кВ ЗТП-84 з заміною неізольованого проводу на СІП довжиною 3,925 км, прокладання КЛ 0,4 кВ довжиною 0,164км;
* прокладання КЛ 10 кВ довжиною 0,418 км;
* реконструкція лінії зовнішнього освітлення (по опорам ПЛІ 0,4кВ) довжиною 2,378км, прокладання КЛ 0,4кВ;
* монтаж панелей ЩО-90: 3 шт;

монтаж виносних шаф обліку: 180 шт. однофазних; 2 шт. трифазних.

Дані щодо довжин ліній до споживачів, кількості споживачів та споживання наведені у таблиці № 1.

При розрахунку перетину проводу на магістралі, та автоматичних вимикачів на вводі в виносних шафах обліку електроенергії, навантаження на вводі в житловий будинок з однофазним навантаженням відповідно досягнутому рівню електроспоживання, з перспективою розвитку відповідно до [1], прийняті 5,0 кВт, з трифазним – згідно договору на приєднання. Результати розрахунку (робочий струм та втрати напруги в кінці лінії) приведені в додатках до проекту. Таким чином автоматичні вимикачі обрані на струм спрацювання 16 А.

Проектом передбачається заміна проводу А-35 на СІП-5нг(4х95). Вибір марок і перерізів проводів виконаний відповідно до навантаження по мінімуму зведених витрат. Розрахунковий струм в нормальному режимі на запроектованих лініях 0,4 кВ, які відходять від ЗТП складає: на лінії №1 Іmax=102А, на лінії №2 - Іmax=96А, на лінії №3 - Іmax=73А, на лінії №4 - Іmax=108А, на лінії №5 - Іmax=76А. Договірна потужність 598,04 кВт.

При реконструкції будуть використовуватися наступні основні матеріали:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| СІП 4х95 | км | 1,817 |
| СІП 4х50 | км | 1,212 |
| СІП 4х25 | км | 0,491 |
| СІП 4х16 | км | 0,209 |
| СІП 2х25 | км | 0,619 |
| СІП 2х16 | км | 4,833 |
| ЩО-90 | компл. | 2 |
| Опори СВ95 | шт. | 161 |
| Опори СВ105 | шт. | 17 |
| Опори СК | шт. | 13 |

Кошторисна вартість реконструкцію **ПЛ-0,4кВ Л-Лермонтова, Л-Московська від ЗТП-84** в м. Ніжин, Ніжинського району, Чернігівської області складає 5 720,134 тис.грн. без ПДВ,загальна вартість реконструкції передбачена інвестиційними програмами 2018-2019 років складає 5065,44 тис. грн. без ПДВ.

В 2018 році розпочаті роботи з реконструкції ПЛ-0,4кВ Л-Лермонтова, Л-Московська від ЗТП-84в м. Ніжин, Чернігівської області, для виключення інфляційних ризиків здійснено фінансування робіт в сумі 4174,39 тис. грн.. без ПДВ, в тому числі для закупівлі матеріалів та обладнання у сумі 2 960,28 тис.грн без ПДВ для 100 % їх закупівлі з поставкою на склад у 2018 році, згідно з умовами договору. А також, відповідно до договору, у 2018 році виконано роботи з розвезення по трасі залізобетонних стояків в кількості 132 штуки, установлення залізобетонних одно стоякових опор в кількості 112 штук на суму 896 тис.грн.

Роботи планується виконати згідно графіку та закінчити в 2019 році. Захід є перехідним, закінчення робіт (повне освоєння коштів), а саме монтаж проводів, перепідключення вводів до споживачів, доустановлення опор та остаточний розрахунок планується в 2019 році за рахунок інвестиційної програми на 2019 року.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Етапи | 2018 рік, місяць | | | | | 2019 рік, місяць | |
| 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 6-9 | 10 |
| Проведення тендерної процедури закупівлі робіт | Х | Х |  |  |  |  |  |
| Укладання договору |  |  | Х |  |  |  |  |
| Закупівля матеріалів та обладнання |  |  |  | Х | Х |  |  |
| Виконання робіт |  |  |  |  | Х | Х |  |
| Приймання об’єкта в експлуатацію |  |  |  |  |  |  | Х |

Інвестиційною програмою 2019 року планується остаточне фінансування та завершення робіт з технічного переоснащення ПЛ-0,4кВ Л-Лермонтова, Л-Московська від ЗТП-84в м. Ніжин, Чернігівської області довжиною **0,97 км**, на що планується виділити кошти в розмірі **1 089,45** **тис. грн. без ПДВ.**

Реалізація проекту дасть можливість підвищити показники індексів надійності, що в свою чергу покращить та зменшить недовідпуск електричної енергії, а також забезпечить надійне функціонування соціально-важливих об’єктів та інфраструктури м.Ніжин.

**Економічний ефект від впровадження заходу**

Методика розрахунку економічного ефекту від впровадження даного заходу наведе в пункті **1.1.2.5.1.**

При заміні проводу на ізольований недовідпуск електричної енергії пов'язаний з аварійними пошкодженнями на ПЛ 0,4 кВ зменшиться на 25 869 грн. :

При заміні проводу на ізольований безоблікове споживання електроенергії зменшиться на 2 457,20 грн.

При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ економія коштів на розчистку ліній становитиме 63 098,00 грн.

При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ економія коштів на експлуатаційне обслуговування становитиме 63 140 грн.

При заміні лічильників на більший класс точності економія складе 1100 кВт\*год., або в грошовому еквіваленті 2 772 грн.

При заміні проводу на ізольований зменшиться ТВЕ на 9922 кВт\*год, або в грошовому еквіваленті: 16669 грн.

Вартість матеріалів отриманих від демонтажу 36 056грн.

Загальні капітальні вкладення у реконструкцію даної ПЛ 0,4 кВ становлять 5 065,44 тис.грн. без ПДВ.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці 1.2.

Термін окупності складатиме:

**,** де

(5065,44– 84,251)/(25,869+2,4572+63,098+63,140+2,772+16,669+36,056) = **29,1 років.**

#### 1.1.2.5.6 Реконструкція ПЛ 0,4 кВ «ТП-1 ул. Воровського» в м. Чернігів, Чернігівської області

Інвестиційною програмою 2019 року заплановано по м. Чернігів, Чернігівського району, Чернігівської області, реконструювати **ПЛ-0,4 кВ "ТП-1 ул. Воровського в м. Чернігів"** з використанням самоутримних ізольованих проводів загальною протяжністю 1,76 км. ПЛ 0,4 кВ введена в експлуатацію 1962 р. На 01.01.2018 року технічний стан мереж характеризується як незадовільний.

Відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» дана ПЛ має значення коефіцієнту дефектності (КДН) складає 43,6 %, що характеризує стан ПЛ як незадовільний (25%<КДН<50%).

Характеристика існуючого об’єкту

Рік вводу в експлуатацію лінії – 1962 р.;

Довжина лінії – 1,610 км;

К-сть відгалужень/довжина відгалуджень – 94/1,323 шт./км.;

Марка проводу на відгалудженні/протяжність – АВВГ 4х10 – 0,068 км, АВВГ 2х16 – 0,017 км, АВВГ 2х10 – 0,206 км, АВВГ 2х6 – 0,077 км, АПР-16 – 0,048 км, АПР-10 – 0,070 км, АПР-4 – 0,028 км, АПВ-25 – 0,026 км, АПВ-16 – 0,084 км, АПВ-10 – 0,468 км, АПВ-6 – 0,110 км, АВТ-10 – 0,034 км, СІП 4х16 – 0,041 км, СІП 2х16 – 0,295 км, САСП 2х16 – 0,075 км, А-50 – 0,040 км, А-25 – 0,096 км, А-16 – 0,144 км.

Тип опор/к-сть опор – анкерні 2-х ст. на стояках СВ-95 – 1 шт., анкерні 2-х ст. на стояках СВ-95 та СВН-9 – 1 шт., проміжні на стояках СВ-95 – 21 шт., проміжні на стояках СВН-9 – 17 шт., анкерні 2-х ст. на дерев’яних стояках з з/б приставкою – 1 шт., проміжні на дерев’яних стояках з з/б приставкою – 3 шт., проміжні (підставні) на стояках СВ- 95 – 3 шт.

Марка проводу/протяжність проводу – А-50 – 0,589 км, А-35 – 4,981 км, А-25 – 0,050 км, А-16 – 0,391 км, АПВ-25 – 0,077 км, АВВГ 3х70+1х50 – 0,047 км.

Загальна кількість споживачів: юридичні споживачі відсутні, побутові – 240 споживач. Категорія надійності – 3-тя.

Перетини ПЛ 0,4 кВ з інженерними спорудами: 12 - шт., в т.ч. з автомобільними дорогами – 12 шт.

Технічний стан ПЛ 0,4 кВ

Згідно Акту технічного обстеження проведеного спеціалістами (інженерно-технічними працівниками) ВП Чернігівські МЕМ визначено наступне:

По ПЛ визначено дефектним наступне обладнання:

1. Стояки дерев’яні цільностоякових дерев’яних опор на з/б приставці (в тому числі підкоси) оп. (вул. Десняка – 3, 7, 8; вул. Коцюбинського – 12/1) – 5 шт. (100 % від загальної кількості);

2. Опори залізобетонні оп. (вул. Десняка – 6, 4; вул. Коцюбинського – 4/1, 5, 6, 7, 9, 10, 11, 12, 13, 15, 16; вул. Хлібопекарська – 2, 3, 6) – 17 шт. (37 % від загальної кількості);

3. Проводи дефектні – А-35 – 4,874 км. (47 % від загальної кількості);

4. Відгалуження від опор ПЛ до вводів – 54 шт. (44 % від загальної кількості).

Технологічні порушення

Таблиця 1. Технологічні порушення

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| К-сть технологічних порушень, шт. | 2 | 4 | 2 | 2 | 3 |

Звернення споживачів стосовно не задовільного технічного стану мереж та якості напруги:

Таблиця 2. Звернення споживачів

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| К-сть звернень, шт. | – | 1 | – | – | 3 |

Інформація по технічному обслуговуванню та капітальним ремонтам

Заміри рівня напруги в контрольних точках ПЛ 0,4 кВ склали: 197 В (що не відповідає вимогам ГОСТ-13109-97).

Падіння напруги в лінії: 10,5 %.

Навантаження на головному рубильнику ТП 10/0,4 кВ становить:

Таблиця 3. Навантаження на ТП 10/0,4 кВ

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Фаза | Навантаження, А | | | |
| 2015 р. | 2016 р. | 2017 р. | 2018 р. |
| «А» | 54 | 166 | 81 | 104 |
| «В» | 61 | 145 | 301 | 120 |
| «С» | 63 | 143 | 154 | 113 |

Перевірка повного опору петлі «фаза-нуль»:

I ном встановленого аппарату захисту - 250 А;

I розрах аппарату захисту по результатам виміру опору петлі «фаза-нуль»: 267 А;

Висновок – апарати захисту вибрані не по струму к.з., а по режиму навантаження мережі.

Останній капітальний ремонт на ПЛ 0,4 кВ проведений в 2015 році, під час якого проведено наступні роботи:

* розчищення траси;
* ремонт повторного заземлення нульового проводу;
* вирівнювання одностоякової опори вздовж траси ПЛ.

За аналізом наданої документації та оглядом об’єкту з виїздом на місце встановлено наступне:

- по всій довжині ПЛ присутнє велика кількість з’єднаннь на проводах та зменшення діаметру проводу;

- дерев’яні опори мають ознаки загнивання, залізобетонні опори мають тріщини та оголення арматури;

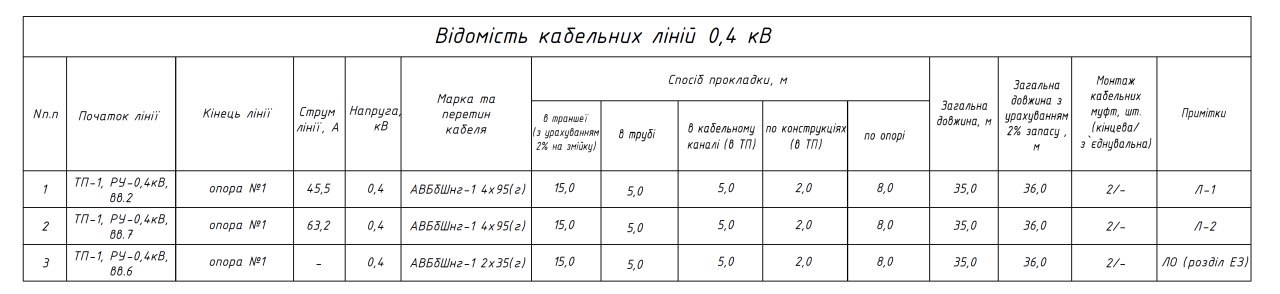
- по всій довжині ПЛ велика кількість фруктових дерев;

- на ПЛ 0,4 кВ використовуються з/б стійки марки СВН-9.

ТОВ «СХІДЕНЕРГОПРОЕКТ» за рахунок інвестиційної програми 2017 року виконало робочий проект «Реконструкція ПЛ-0,4 кВ "ТП-1 ул. Воровского" в м.Чернігів Чернігівської області».

Проектом передбачено:

* Демонтаж існуючої лінії ПЛ-0,4 кВ, що виконана проводами А-50 та А-35.
* Будівництво нової лінії ПЛІ-0,4 кВ з використанням самоутримних ізольованих проводів (СІП) марки AsXSn.
* Виходи з ТП-1 виконати кабелем.

******

Дані щодо довжин ліній до споживачів, кількості споживачів та споживання наведені у таблиці № 1.

Проектом передбачається заміна проводу А-50 на СІП (4х95). Кількість, марки і перерізи проводів вибрані відповідно до навантажень по мінімуму приведених затрат та згідно вимог ГІД 34.20.178:2005. Проектування електричних мереж напругою 0,4 – 110 кВ. Договірна потужність 687 кВт.

При реконструкції будуть використовуватися наступні основні матеріали:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| СІП 4х95 | км | 0,634 |
| СІП 4х70 | км | 0,382 |
| СІП 4х50 | км | 0,496 |
| СІП 4х25 | км | 0,554 |
| СІП 4х16 | км | 1,075 |
| СІП 2х25 | км | 0,047 |
| СІП 2х16 | км | 1,506 |
| Опори СВ95 | шт. | 10 |
| Опори СВ105 | шт. | 20 |
| Опори СК | шт. | 21 |

Кошторисна вартість робіт по реконструкції **ПЛ 0,4 кВ «ТП-1 ул. Воровського» в м. Чернігів, Чернігівської області** протяжністю 1,76 км складає 3 444,58 тис.грн. без ПДВ. Інвестиційною програмою 2019 року на реалізацію заходу передбачено 2 351,54 тис.грн. без ПДВ, який буде виконано в повному обсязі.

Реалізація проекту дасть можливість підвищити показники індексів надійності, що в свою чергу покращить та зменшить недовідпуск електричної енергії, а також забезпечить надійне функціонування соціально-важливих об’єктів та інфраструктури м.Чернігів.

**Економічний ефект від впровадження заходу**

Недовідпуск електричної енергії пов’язаний з аварійними пошкодженнями на ПЛ 0,4 кВ за 2017 рік становив 61 798 000 кВт\*год.

На 1 км лінії недовідпуск складатиме:

Загальна довжина ПЛ 0,4 кВ 18,1 тис. км

61 798 000 кВт\*год / 18,1 тис. км = 3 414 кВт\*год на 1 км,

або в грошовому еквіваленті 3 414  х 1,68 = 5 735,52 грн. на 1 км,

де 1,68 грн. вартість однієї кВт\*год, без ПДВ.

При заміні проводу на ізольований недовідпуск електричної енергії пов'язаний з аварійними пошкодженнями на ПЛ 0,4 кВ зменшиться на:

1,76 х 5 735,52 = 10094,52 грн.

Безоблікове споживання електроенергії на ПЛ 0,4 кВ за 2017 рік становило 5870000 кВт\*год.

Середня величина безоблікового споживання електроенергії на 1 км повітряної лінії складає:

5 870 000 кВт\*год. /18,1 тис. км. = 324,3 кВт\*год. на 1 км;

При заміні проводу на ізольований безоблікове споживання електроенергії зменшиться на

1,76 х 324,3 = 570,77 кВт\*год,

або в грошовому еквіваленті 570,77 х 1,68 = 958,89 грн.,

По існуючим середнім розцінкам в комунальних господарствах Чернігівської області вартість розчистки 1 км повітряної лінії складає 12 500 грн. При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ протяжністю 1,76 км економія коштів на розчистку ліній становитиме 22000 грн.

В середньому на 1 км лінії для підтримки її функціонуючого технічного стану витрачається 14000 грн. При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ протяжністю 1,76 км економія коштів становитиме 24640 грн.

Річне споживання електричної енергії по даному об’єкту в середньому становить 6277635 кВт\*год. При цьому в більшості абонентів установлені лічильники електричної енергії з класом точності 2,5. При даній похибці кількість недорахованої за рік електричної енергії складе

Е1=(6277635\*2,5%)/100%=156940 кВт\*год.

При реконструкції будуть встановлені лічильники з класом точності 1. При даній похибці кількість недорахованої за рік електричної енергії складе

Е2=(6277635\*1%)/100%=62776 кВт\*год.

Економія складе: Е=Е1-Е2=156940-62776=94164 кВт\*год, або в грошовому еквіваленті:

94164х1,68=158195,52 грн

При заміні проводу на ізольований зменшиться ТВЕ на

1,76 х 2 200 кВт\*год = 3872 кВт\*год,

де – 2200 кВт\*год норма ефективності заходів по зниженню ТВЕ

або в грошовому еквіваленті:

3872 х 1,68 = 6504,96 грн.

Вартість матеріалів отриманих від демонтажу на 1 км лінії становить 30 311 грн., а на 1,76 км – 53347,36грн.

де: провід А-35 - 393 кг х 27 грн. = 10611 грн.;

стояк СВ – 9,5 – 10 шт. х 1100 грн. = 11000 грн.;

ізолятори - ТФ 18 – 120 шт. х 35 грн. = 4200 грн.;

приставки з/б - 30 шт. х 150 грн. = 4500 грн.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці 1.2.

Термін окупності складатиме:

**,** де

(2351540 – 53347,36) / (10094,52+958,89+22000+24640+158195,52+6504,96) = **10,4 років.**

#### 1.1.2.5.7 Реконструкція ПЛ 0,4 кВ «ТП-12 ул. 1 Мая» в м. Чернігів, Чернігівської області

Інвестиційною програмою 2019 року заплановано по м. Чернігів, Чернігівського району, Чернігівської області, реконструювати **ПЛ-0,4 кВ "ТП-12 ул. 1 Мая в м. Чернігів"** з використанням самоутримних ізольованих проводів загальною протяжністю 2,12 км. ПЛ 0,4 кВ введена в експлуатацію 1969 р. На 01.01.2018 року технічний стан мереж характеризується як незадовільний.

Відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» дана ПЛ має значення коефіцієнту дефектності (КДН) складає 29 %, що характеризує стан ПЛ як незадовільний (25%<КДН<50%).

Характеристика існуючого об’єкту

Рік вводу в експлуатацію лінії – 1969 р.;

Довжина лінії – 1,974 км;

К-сть відгалужень/довжина відгалуджень – 126/1,972 шт./км.;

Марка проводу на відгалудженні/протяжність – АВВГ 4х25 – 0,029 км, АВВГ 4х16 – 0,098 км, АВВГ 4х10 – 0,080 км, АВВГ 4х6 – 0,045 км, АВВГ 2х10 – 0,375 км, АВВГ 2х6 – 0,059 км, АПР-6 – 0,072 км, АПР-10 – 0,118 км, АПР-16 – 0,042 км, АПР-25 – 0,044 км, АПВ-6 – 0,048 км, АПВ-10 – 0,474 км, АПВ-16 – 0,062 км, АВТ-10 – 0,100 км, СІП 4х16 – 0,015 км, СІП 2х16 – 0,352 км, САСП 2х16 – 0,115 км, А-35 – 0,106 км, А-25 – 0,104 км, А-16 – 0,558 км.

Тип опор/к-сть опор – анкерні 2-х ст. на стояках СВ-95 – 6 шт., проміжні на стояках СВ-95 – 24 шт., анкерні 2-х ст. на дерев’яних стояках з з/б приставкою – 3 шт., проміжні на дерев’яних стояках з з/б приставкою – 9 шт., проміжні (підставні) на стояках СВ- 95 – 2 шт., проміжні (підставні) на дерев’яних стояках з з/б приставкою – 6 шт.

Марка проводу/протяжність проводу – А-70 – 0,146 км, А-50 – 1,212 км, А-35 – 4,161 км, А-25 – 0,030 км, А-16 – 0,121 км, АПВ-25 – 0,049 км, САСП 4х25 – 0,042 км, САСП 4х35 – 0,026 км, САСП 3х35+1х16 – 0,026 км, АВВГ 2х10 – 0,010 км, АПВ-10 – 0,018 км, СІП 4х70 – 0,099 км, СІП 4х50 – 0,214 км, СІП 2х16 – 0,014 км,

Загальна кількість споживачів: юридичні споживачі відсутні, побутові – 229 споживачів. Категорія надійності – 3-тя.

Перетини ПЛ 0,4 кВ з інженерними спорудами: 9 - шт., в т.ч.

з автомобільними дорогами – 9 шт.

Технічний стан ПЛ 0,4 кВ

Згідно Акту технічного обстеження проведеного спеціалістами (інженерно-технічними працівниками) ВП Чернігівські МЕМ визначено наступне:

По ПЛ визначено дефектним наступне обладнання:

1. Стояки дерев’яні цільностоякових дерев’яних опор на з/б приставці (в тому числі підкоси) оп. (вул. Молодчого – 8/1, 14/3, 16, 17; вул. 1 Травня – 9/1 а, 9/2; вул. 8 Березня – 7/1, 8/1; вул. Курганна - 6/1а, 8-10) – 13 шт. (100 % від загальної кількості);

2. Стояки дерев’яні цільностоякових дерев’яних (в тому числі підкоси) оп. (вул. 1 Травня – 9/3) – 1 шт. (100 % від загальної кількості);

3. Опори залізобетонні оп. (вул. 8-го Березня - 8) - 3 шт. (8 % від загальної кількості);

4. Проводи дефектні – А-35 – 2,520 км. (25 % від загальної кількості);

5. Відгалуження від опор ПЛ до вводів – 47 шт. (36 % від загальної кількості).

Технологічні порушення

Таблиця 1. Технологічні порушення

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| К-сть технологічних порушень, шт. | 5 | 3 | 3 | 2 | 4 |

Звернення споживачів стосовно не задовільного технічного стану мереж та якості напруги:

Таблиця 2. Звернення споживачів

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| К-сть звернень, шт. | – | 1 | 2 | 14 | 11 |

Інформація по технічному обслуговуванню та капітальним ремонтам

Заміри рівня напруги в контрольних точках ПЛ 0,4 кВ склали: 196 В (що не відповідає вимогам ГОСТ-13109-97).

Падіння напруги в лінії: 10,9 %.

Навантаження на головному рубильнику ТП 10/0,4 кВ становить:

Таблиця 3. Навантаження на ТП 10/0,4 кВ

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Фаза | Навантаження, А | | | |
| 2015 р | 2016 р | 2017 р | 2018 р |
| «А» | 150 | 137 | 84 | 170 |
| «В» | 151 | 250 | 118 | 148 |
| «С» | 220 | 255 | 96 | 210 |

Перевірка повного опору петлі «фаза-нуль»:

I ном встановленого аппарату захисту - 250 А;

I розрах аппарату захисту по результатам виміру опору петлі «фаза-нуль»: 302 А;

Висновок – апарати захисту вибрані не по струму к.з., а по режиму навантаження мережі.

Останній капітальний ремонт на ПЛ 0,4 кВ проведений в 2014 році, під час якого проведено наступні роботи:

* розчищення траси;
* ремонт повторного заземлення нульового проводу;
* вирівнювання одностоякової опори вздовж траси ПЛ;
* заміна зовнішніх вводів;
* заміна дерев'яної опори.

За аналізом наданої документації та оглядом об’єкту з виїздом на місце встановлено наступне:

- ЛЕП частково проходить по території приватних домоволодінь;

- по всій довжині ПЛ присутня велика кількість з’єднань на проводах;

- дерев’яні опори мають ознаки загнивання;

- по всій довжині ПЛ велика кількість фруктових дерев.

ТОВ «СХІДЕНЕРГОПРОЕКТ» за рахунок інвестиційної програми 2017 року виконало робочий проект «Реконструкція ПЛ-0,4 кВ "ТП-12 ул. 1 Мая" в м.Чернігів Чернігівської області».

Проектом передбачено:

* Демонтаж існуючої лінії ПЛ-0,4 кВ, що виконана проводами А-25 та А-16.
* Будівництво нової лінії ПЛІ-0,4 кВ з використанням самоутримних ізольованих проводів (СІП) марки AsXSn.
* Виходи з ТП-12 та перехід через дорогу виконати кабелем.



Проектом передбачається заміна проводу А-50 на СІП (4х70). Кількість, марки і перерізи проводів вибрані відповідно до навантажень по мінімуму приведених затрат та згідно вимог ГІД 34.20.178:2005. Проектування електричних мереж напругою 0,4 – 110 кВ. Договірна потужність 765 кВт.

При реконструкції будуть використовуватися наступні основні матеріали:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| СІП 4х70 | км | 1,722 |
| СІП 4х50 | км | 0,201 |
| СІП 4х35 | км | 0,422 |
| СІП 4х25 | км | 0,188 |
| СІП 4х16 | км | 1,015 |
| СІП 2х25 | км | 0,021 |
| СІП 2х16 | км | 2,76 |
| ТМГ-63/10/0,4 кВ | шт. | 1 |
| Опори СВ95 | шт. | 44 |
| Опори СВ105 | шт. | 9 |
| Опори СК | шт. | 11 |

Дані щодо довжин ліній до споживачів, кількості споживачів та споживання наведені у таблиці № 1.

Кошторисна вартість робіт по реконструкції **ПЛ-0,4 кВ "ТП-12 ул. 1 Мая в м. Чернігів"** протяжністю 2,12 км складає 4 605,82 тис.грн. без ПДВ. Інвестиційною програмою 2019 року на реалізацію даного проекту передбачено 3 116,72 тис.грн. без ПДВ, який буде виконано в повному обсязі.

Реалізація проекту дасть можливість підвищити показники індексів надійності, що в свою чергу покращить та зменшить недовідпуск електричної енергії, а також забезпечить надійне функціонування соціально-важливих об’єктів та інфраструктури м.Чернігів.

**Економічний ефект від впровадження заходу**

Недовідпуск електричної енергії пов’язаний з аварійними пошкодженнями на ПЛ 0,4 кВ за 2017 рік становив 61 798 000 кВт\*год.

На 1 км лінії недовідпуск складатиме:

Загальна довжина ПЛ 0,4 кВ 18,1 тис. км

61 798 000 кВт\*год / 18,1 тис. км = 3 414 кВт\*год на 1 км,

або в грошовому еквіваленті 3 414  х 1,68 = 5 735,52 грн. на 1 км,

де 1,68 грн. вартість однієї кВт\*год, без ПДВ.

При заміні проводу на ізольований недовідпуск електричної енергії пов'язаний з аварійними пошкодженнями на ПЛ 0,4 кВ зменшиться на:

2,12 х 5 735,52 = 12675,50 грн.

Безоблікове споживання електроенергії на ПЛ 0,4 кВ за 2017 рік становило 5870000 кВт\*год.

Середня величина безоблікового споживання електроенергії на 1 км повітряної лінії складає:

5 870 000 кВт\*год. /18,1 тис. км. = 324,3 кВт\*год. на 1 км;

При заміні проводу на ізольований безоблікове споживання електроенергії зменшиться на

2,12 х 324,3 = 716,70 кВт\*год,

або в грошовому еквіваленті 716,70 х 1,68 = 1204,06грн.,

По існуючим середнім розцінкам в комунальних господарствах Чернігівської області вартість розчистки 1 км повітряної лінії складає 12 500 грн. При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ протяжністю 2,12 км економія коштів на розчистку ліній становитиме 27625 грн.

В середньому на 1 км лінії для підтримки її функціонуючого технічного стану витрачається 14000 грн. При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ протяжністю 2,12 км економія коштів становитиме 30940 грн.

Річне споживання електричної енергії по даному об’єкту в середньому становить 9841860 кВт\*год. При цьому в більшості абонентів установлені лічильники електричної енергії з класом точності 2,5. При даній похибці кількість недорахованої за рік електричної енергії складе Е1=(9841860\*2,5%)/100%=246046 кВт\*год.

При реконструкції будуть встановлені лічильники з класом точності 1. При даній похибці кількість недорахованої за рік електричної енергії складе Е2=(9841860\*1%)/100%=98418 кВт\*год.

Економія складе:

Е=Е1-Е2=246046-98418=147628 кВт\*год,

або в грошовому еквіваленті:

147628х1,68=248015,04 грн

При заміні проводу на ізольований зменшиться ТВЕ на

2,12 х 2 200 кВт\*год = 4862 кВт\*год,

де – 2200 кВт\*год норма ефективності заходів по зниженню ТВЕ

або в грошовому еквіваленті:

4862 х 1,68 = 8168,16 грн.

Вартість матеріалів отриманих від демонтажу на 1 км лінії становить 30 311 грн., а на 2,12 км – 66987,31грн.

де: провід А-35 - 393 кг х 27 грн. = 10611 грн.;

стояк СВ – 9,5 – 10 шт. х 1100 грн. = 11000 грн.;

ізолятори - ТФ 18 – 120 шт. х 35 грн. = 4200 грн.;

приставки з/б - 30 шт. х 150 грн. = 4500 грн.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці 1.2.

Термін окупності складатиме:

**,** де

(3116720 – 66987,31) / (12675,50+1204,06+27625+30940+248015,04+8168,16) = **9,28 років**

#### 1.1.2.5.8 Реконструкція ПЛ 0,4 кВ «ТП-115 ул. 1 Примакова» в м. Чернігів, Чернігівської області

Інвестиційною програмою 2019 року заплановано по м. Чернігів, Чернігівського району, Чернігівської області, реконструювати **ПЛ-0,4 кВ "ТП-115 ул. Примакова в м. Чернігів"** з використанням самоутримних ізольованих проводів загальною протяжністю 1,23 км. ПЛ 0,4 кВ введена в експлуатацію 1960 р. На 01.01.2018 року технічний стан мереж характеризується як незадовільний.

Відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» дана ПЛ має значення коефіцієнту дефектності (КДН) складає 49,6 %, що характеризує стан ПЛ як незадовільний (25%<КДН<50%).

Характеристика існуючого об’єкту

Рік вводу в експлуатацію лінії – 1960 р.;

Довжина лінії – 0,933 км;

К-сть відгалужень/довжина відгалуджень – 53/0,911 шт./км.;

Марка проводу на відгалудженні/протяжність – АВВГ 4х25 – 0,053 км, АВВГ 4х16 – 0,030 км, АВВГ 4х10 – 0,015 км, АВВГ 2х10 – 0,025 км, АВВГ 2х6 – 0,012 км, АВВГ 2х4 – 0,027 км, АВВГ 2х2,5 – 0,030 км, АПР-25 – 0,158 км, АПР-16 – 0,052 км, АПР-10 – 0,106 км, АПВ-25 – 0,032 км, АПВ-10 – 0,106 км, АПВ-6 – 0,034 км, АВТ 2х10– 0,034 км, СІП 4х16 – 0,022 км, СІП 2х10 – 0,014 км, СІП 2х16 – 0,043 км, САСП 2х16 – 0,038 км, А-25 – 0,274 км, А-16 – 0,332 км.

Тип опор/к-сть опор – анкерні 2-х ст. на стояках СВ-95 – 1 шт., проміжні на стояках СВ-95 – 13 шт., проміжні на стояках СК-105 – 9 шт., проміжні на стояках СВН-9 – 5 шт., анкерні 2-х ст. на дерев’яних стояках з з/б приставкою – 1 шт., проміжні на дерев’яних стояках з з/б приставкою – 4 шт., проміжні (підставні) анкерні 2-х ст. на дерев’яних стояках з з/б приставкою – 1 шт., проміжні (підставні) на дерев’яних стояках з з/б приставкою – 5 шт.

Марка проводу/протяжність проводу – А-50 – 0,297 км, А-35 – 1,965 км, А-25 – 0,188 км, А-16 – 0,127 км.

Загальна кількість споживачів: юридичні споживачі відсутні, побутові – 58 споживачів. Категорія надійності – 3-тя.

Перетини ПЛ 0,4 кВ з інженерними спорудами: 11 - шт., в т.ч.

з автомобільними дорогами – 11 шт.

Технічний стан ПЛ 0,4 кВ

Згідно Акту технічного обстеження проведеного спеціалістами (інженерно-технічними працівниками) ВП Чернігівські МЕМ визначено наступне:

По ПЛ визначено дефектним наступне обладнання:

1. Стояки дерев’яні цільностоякових дерев’яних опор на з/б приставці (в тому числі підкоси) (оп. вул. Ринкова - 5/9, 5/4; вул. Воскресенська – 9/4, 9/3, 12/1-12/3, 13/1-13/2; 1 пр. Воскресенський – 15–17) – 11 шт. (100 % від загальної кількості);

2. Опори залізобетонні (оп. вул. Ринкова – 2/2, 3, 5/1, 5/7, 5/10; вул. Реміснича– 6-7; вул. Воскресенська – 9/2, 9/1, 9 – 11, 12/3, 13; 1 пров. Воскресенський - 17) – 14 шт. (47 % від загальної кількості);

3. Проводи дефектні – А-35 – 1,247 км. (25 % від загальної кількості);

4. Відгалуження від опор ПЛ до вводів – 25 шт. (45 % від загальної кількості).

Технологічні порушення:

Таблиця 1. Технологічні порушення

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| К-сть технологічних порушень, шт. | 3 | 2 | 2 | 3 | 3 |

Звернення споживачів стосовно не задовільного технічного стану мереж та якості напруги:

Таблиця 2. Звернення споживачів

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| К-сть звернень, шт. | – | – | – | 2 | 7 |

Інформація по технічному обслуговуванню та капітальним ремонтам

Заміри рівня напруги в контрольних точках ПЛ 0,4 кВ склали: 197 В (що не відповідає вимогам ГОСТ-13109-97).

Падіння напруги в лінії: 10,5 %.

Навантаження на головному рубильнику ТП 10/0,4 кВ становить:

Таблиця 3. Навантаження на ТП 10/0,4 кВ

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Фаза | Навантаження, А | | | |
| 2015 р. | 2016 р. | 2017 р. | 2018 р. |
| «А» | 561 | 540 | 222 | 357 |
| «В» | 255 | 300 | 250 | 293 |
| «С» | 479 | 510 | 173 | 315 |

Перевірка повного опору петлі «фаза-нуль»:

I ном встановленого аппарату захисту - 250 А;

I розрах аппарату захисту по результатам виміру опору петлі «фаза-нуль»: 594 А;

Висновок – апарати захисту вибрані не по струму к.з., а по режиму навантаження мережі.

Останній капітальний ремонт на ПЛ 0,4 кВ проведений в 2007 році, під час якого проведено наступні роботи:

* заміна одностоякової дерев’яної опори без приставки;
* ремонт повторного заземлення нульового проводу;
* заміна проводу марки А-35;
* розчищення траси;
* заміна зовнішніх вводів.

За аналізом наданої документації та оглядом об’єкту з виїздом на місце встановлено наступне:

* по всій довжині ПЛ присутнє велика кількість з’єднаннь на проводах;
* дерев’яні опори мають ознаки загнивання, залізобетонні опори мають тріщини та оголення арматури;
* по всій довжині ПЛ велика кількість фруктових дерев;
* на ПЛ використовуються з/б стійки марки СВН-9.

ТОВ «СХІДЕНЕРГОПРОЕКТ» за рахунок інвестиційної програми 2017 року виконало робочий проект «Реконструкція ПЛ-0,4 кВ "ТП-115 ул. Примакова" в м.Чернігів Чернігівської області». Шифр проекту 30-01/2250.

Проектом передбачено:

* Демонтаж існуючої лінії ПЛ-0,4 кВ, що виконана проводами А-50, А-35 та А-25.
* Будівництво нової лінії ПЛІ-0,4 кВ з використанням самоутримних ізольованих проводів (СІП) марки AsXSn.

При реконструкції будуть використовуватися наступні основні матеріали:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| СІП 4х95 | км | 0,53 |
| СІП 4х50 | км | 0,174 |
| СІП 4х35 | км | 0,159 |
| СІП 4х25 | км | 0,282 |
| СІП 4х16 | км | 0,982 |
| СІП 2х25 | км | 0,091 |
| СІП 2х16 | км | 0,442 |
| Опори СВ95 | шт. | 14 |
| Опори СВ105 | шт. | 8 |
| Опори СК | шт. | 8 |

Дані щодо довжин ліній до споживачів, кількості споживачів та споживання наведені у таблиці № 1.

Проектом передбачається заміна проводу А-50 на СІП (4х95). Кількість, марки і перерізи проводів вибрані відповідно до навантажень по мінімуму приведених затрат та згідно вимог ГІД 34.20.178:2005. Проектування електричних мереж напругою 0,4 – 110 кВ. Договірна потужність 1012 кВт.

Кошторисна вартість робіт по реконструкції **ПЛ-0,4 кВ "ТП-115 ул. Примакова в м. Чернігів"** протяжністю 1,23 км складає 1 938,12 тис.грн. без ПДВ. Інвестиційною програмою 2019 року на реалізацію даного проекту передбачено 1 317,92 тис.грн. без ПДВ, який буде виконано в повному обсязі.

Реалізація проекту дасть можливість підвищити показники індексів надійності, що в свою чергу покращить та зменшить недовідпуск електричної енергії, а також забезпечить надійне функціонування соціально-важливих об’єктів та інфраструктури м.Чернігів..

**Економічний ефект від впровадження заходу**

Недовідпуск електричної енергії пов’язаний з аварійними пошкодженнями на ПЛ 0,4 кВ за 2017 рік становив 61 798 000 кВт\*год.

На 1 км лінії недовідпуск складатиме:

Загальна довжина ПЛ 0,4 кВ 18,1 тис. км

61 798 000 кВт\*год / 18,1 тис. км = 3 414 кВт\*год на 1 км,

або в грошовому еквіваленті 3 414  х 1,68 = 5 735,52 грн. на 1 км,

де 1,68 грн. вартість однієї кВт\*год, без ПДВ.

При заміні проводу на ізольований недовідпуск електричної енергії пов'язаний з аварійними пошкодженнями на ПЛ 0,4 кВ зменшиться на:

1,23 х 5 735,52 = 7054,69 грн.

Безоблікове споживання електроенергії на ПЛ 0,4 кВ за 2017 рік становило 5870000 кВт\*год.

Середня величина безоблікового споживання електроенергії на 1 км повітряної лінії складає:

5 870 000 кВт\*год. /18,1 тис. км. = 324,3 кВт\*год. на 1 км;

При заміні проводу на ізольований безоблікове споживання електроенергії зменшиться на

1,23 х 324,3 = 398,89 кВт\*год,

або в грошовому еквіваленті 398,89 х 1,68 = 670,13 грн.,

По існуючим середнім розцінкам в комунальних господарствах Чернігівської області вартість розчистки 1 км повітряної лінії складає 12 500 грн. При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ протяжністю 1,23 км економія коштів на розчистку ліній становитиме 15375 грн.

В середньому на 1 км лінії для підтримки її функціонуючого технічного стану витрачається 14000 грн. При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ протяжністю 1,23 км економія коштів становитиме 17220 грн.

Річне споживання електричної енергії по даному об’єкту в середньому становить 3280620 кВт\*год. При цьому в більшості абонентів установлені лічильники електричної енергії з класом точності 2,5. При даній похибці кількість недорахованої за рік електричної енергії складе Е1=(3280620\*2,5%)/100%=82015 кВт\*год.

При реконструкції будуть встановлені лічильники з класом точності 1. При даній похибці кількість недорахованої за рік електричної енергії складе Е2=(3280620\*1%)/100%=32806 кВт\*год.

Економія складе:

Е=Е1-Е2=82015-32806=49209 кВт\*год,

або в грошовому еквіваленті:

49209х1,68=82671,12 грн

При заміні проводу на ізольований зменшиться ТВЕ на

1,23 х 2 200 кВт\*год = 2706 кВт\*год,

де – 2200 кВт\*год норма ефективності заходів по зниженню ТВЕ

або в грошовому еквіваленті:

2706 х 1,68 = 4546,08 грн.

Вартість матеріалів отриманих від демонтажу на 1 км лінії становить 30 311 грн., а на 1,23 км – 37282,53грн.

де: провід А-35 - 393 кг х 27 грн. = 10611 грн.;

стояк СВ – 9,5 – 10 шт. х 1100 грн. = 11000 грн.;

ізолятори - ТФ 18 – 120 шт. х 35 грн. = 4200 грн.;

приставки з/б - 30 шт. х 150 грн. = 4500 грн.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці 1.2.

Термін окупності складатиме:

**,** де

(1317920 – 37282,53) / (7054,69+670,13+15375+17220+82671,12+4546,08) = **10 років.**

#### 1.1.2.5.9 Реконструкція ПЛ 0,4 кВ «ТП-8 ул. 1 Воровського» в м. Чернігів, Чернігівської області

Інвестиційною програмою 2019 року заплановано по м. Чернігів, Чернігівського району, Чернігівської області, реконструювати **ПЛ-0,4 кВ "ТП-8 ул. Воровського в м. Чернігів"** з використанням самоутримних ізольованих проводів загальною протяжністю 0,57 км. ПЛ 0,4 кВ введена в експлуатацію 1971 р. На 01.01.2018 року технічний стан мереж характеризується як незадовільний.

Відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» дана ПЛ має значення коефіцієнту дефектності (КДН) складає 36,8 %, що характеризує стан ПЛ як незадовільний (25%<КДН<50%).

Характеристика існуючого об’єкту

Рік вводу в експлуатацію лінії – 1971 р.;

Довжина лінії – 0,471 км;

К-сть відгалужень/довжина відгалуджень – 16/0,315 шт./км;

Марка проводу на відгалудженні/протяжність – АВВГ 2х10 – 0,044 км, АВВГ 2х6 – 0,050 км, АВТ-10 – 0,030 км, АПВ-10 – 0,060 км, СІП 2х16 – 0,074 км, САСП 4х16 – 0,026 км, САСП 2х16 – 0,048 км, А-25 – 0,026 км, А-16 – 0,030 км.

Тип опор/к-сть опор – проміжні на стояках СВ-95 – 1 шт., проміжні на стояках СК-105 – 5 шт., проміжні на стояках СВН-9 – 8 шт., проміжні (підставні) на стояках СВ- 95 – 1 шт., проміжні (підставні) на дерев’яних стояках з з/б приставкою – 1 шт.

Марка проводу/протяжність проводу – А-70 – 0,075 км, А-50 – 0,159 км, А-35 – 1,259 км, АС-35 – 0,159 км, САСП 2х16 – 0,016 км.

Загальна кількість споживачів: юридичні споживачі відсутні, побутові – 32 споживача. Категорія надійності – 3-тя.

Перетини ПЛ 0,4 кВ з інженерними спорудами: 2 - шт., в т.ч.

* з автомобільними дорогами – 2 шт.

Технічний стан ПЛ 0,4 кВ

Згідно Акту технічного обстеження проведеного спеціалістами (інженерно-технічними працівниками) ВП Чернігівські МЕМ визначено наступне:

По ПЛ визначено дефектним наступне обладнання:

1. Стояки дерев’яні цільностоякових дерев’яних опор на з/б приставці (в тому числі підкоси) оп. (вул. Хлібопекарська –2/1) – 1 шт. (100 % від загальної кількості);

2. Опори залізобетонні оп. (вул. Хлібопекарська – 7 - 12) – 6 шт. (40 % від загальної кількості);

3. Проводи дефектні – А-35 – 0,543 км. (28 % від загальної кількості);

4. Відгалуження від опор ПЛ до вводів – 4 шт. (21 % від загальної кількості).

Технологічні порушення

Таблиця 1. Технологічні порушення

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| К-сть технологічних порушень, шт. | 2 | 3 | 1 | 2 | 1 |

Звернення споживачів стосовно не задовільного технічного стану мереж та якості напруги:

Таблиця 2. Звернення споживачів

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| К-сть звернень, шт. | – | 1 | 1 | 2 | 4 |

Інформація по технічному обслуговуванню та капітальним ремонтам

Заміри рівня напруги в контрольних точках ПЛ 0,4 кВ склали: 197 В (що не відповідає вимогам ГОСТ-13109-97).

Падіння напруги в лінії: 10,5 %.

Навантаження на головному рубильнику ТП 10/0,4 кВ становить:

Таблиця 3. Навантаження на ТП 10/0,4 кВ

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Фаза | Навантаження, А | | | |
| 2015 р. | 2016 р. | 2017 р. | 2018 р. |
| «А» | 245 | 220 | 230 | 169 |
| «В» | 240 | 226 | 180 | 194 |
| «С» | 190 | 136 | 162 | 169 |

Перевірка повного опору петлі «фаза-нуль»:

* I ном встановленого аппарату захисту - 100 А;
* I розрах аппарату захисту по результатам виміру опору петлі «фаза-нуль»: 247 А;

Висновок – апарати захисту вибрані не по струму к.з., а по режиму навантаження мережі.

Останній капітальний ремонт на ПЛ 0,4 кВ проведений в 2015 році, під час якого проведено наступні роботи:

* розчищення траси;
* ремонт повторного заземлення нульового проводу;
* вирівнювання одностоякової опори вздовж траси ПЛ.

За аналізом наданої документації та оглядом об’єкту з виїздом на місце встановлено наступне:

- по всій довжині ПЛ присутнє велика кількість з’єднаннь на проводах;

- дерев’яні опори мають ознаки загнивання, залізобетонні опори мають тріщини та оголення арматури;

- по всій довжині ПЛ велика кількість зелених насаджень (паркова зона);

- на ПЛ 0,4 кВ використовуються з/б стійки марки СВН-9;

- залізобетонні опори, 8-гранні, мають вибоїни бетону та повздовжні тріщини.

ТОВ «СХІДЕНЕРГОПРОЕКТ» за рахунок інвестиційної програми 2017 році виконало робочий проект «Реконструкція ПЛ-0,4 кВ "ТП-8 ул. Воровського" в м.Чернігів Чернігівської області».

Проектом передбачено:

* Демонтаж існуючої лінії ПЛ-0,4 кВ, що виконана проводами А-70, А-50, А-35.
* Будівництво нової лінії ПЛІ-0,4 кВ з використанням самоутримних ізольованих проводів (СІП) марки AsXSn.

Проектом передбачається заміна проводу А-70 на СІП (4х50). Кількість, марки і перерізи проводів вибрані відповідно до навантажень по мінімуму приведених затрат та згідно вимог ГІД 34.20.178:2005. Проектування електричних мереж напругою 0,4 – 110 кВ. Договірна потужність 593 кВт.

При реконструкції будуть використовуватися наступні основні матеріали:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| СІП 4х50 | км | 0,484 |
| СІП 4х25 | км | 0,055 |
| СІП 4х16 | км | 0,294 |
| СІП 2х25 | км | 0,042 |
| СІП 2х16 | км | 0,275 |
| Опори СВ95 | шт. | 4 |
| Опори СВ105 | шт. | 8 |
| Опори СК | шт. | 5 |

Дані щодо довжин ліній до споживачів, кількості споживачів та споживання наведені у таблиці № 1.

Кошторисна вартість робіт по реконструкції **ПЛ-0,4 кВ "ТП-8 ул. Воровського в м. Чернігів"** протяжністю 0,57 км складає 877,7 тис.грн. без ПДВ. Інвестиційною програмою 2019 року на реалізацію даного проекту передбачено 596,84 тис.грн. без ПДВ, який буде виконано в повному обсязі.

Реалізація проекту дасть можливість підвищити показники індексів надійності, що в свою чергу покращить та зменшить недовідпуск електричної енергії, а також забезпечить надійне функціонування соціально-важливих об’єктів та інфраструктури м.Чернігів.

**Економічний ефект від впровадження заходу**

Недовідпуск електричної енергії пов’язаний з аварійними пошкодженнями на ПЛ 0,4 кВ за 2017 рік становив 61 798 000 кВт\*год.

На 1 км лінії недовідпуск складатиме:

Загальна довжина ПЛ 0,4 кВ 18,1 тис. км

61 798 000 кВт\*год / 18,1 тис. км = 3 414 кВт\*год на 1 км,

або в грошовому еквіваленті 3 414  х 1,68 = 5 735,52 грн. на 1 км,

де 1,68 грн. вартість однієї кВт\*год, без ПДВ.

При заміні проводу на ізольований недовідпуск електричної енергії пов'язаний з аварійними пошкодженнями на ПЛ 0,4 кВ зменшиться на:

0,57 х 5 735,52 = 3269,25 грн.

Безоблікове споживання електроенергії на ПЛ 0,4 кВ за 2017 рік становило 5870000 кВт\*год.

Середня величина безоблікового споживання електроенергії на 1 км повітряної лінії складає:

5 870 000 кВт\*год. /18,1 тис. км. = 324,3 кВт\*год. на 1 км;

При заміні проводу на ізольований безоблікове споживання електроенергії зменшиться на

0,57 х 324,3 = 184,85 кВт\*год,

або в грошовому еквіваленті 184,85 х 1,68 = 310,55 грн.

По існуючим середнім розцінкам в комунальних господарствах Чернігівської області вартість розчистки 1 км повітряної лінії складає 12 500 грн. При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ протяжністю 0,57 км економія коштів на розчистку ліній становитиме 7125 грн.

В середньому на 1 км лінії для підтримки її функціонуючого технічного стану витрачається 14000 грн. При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ протяжністю 1,23 км економія коштів становитиме 7980 грн.

Річне споживання електричної енергії по даному об’єкту в середньому становить 1640310 кВт\*год. При цьому в більшості абонентів установлені лічильники електричної енергії з класом точності 2,5. При даній похибці кількість недорахованої за рік електричної енергії складе Е1=(1640310\*2,5%)/100%=41007,75 кВт\*год.

При реконструкції будуть встановлені лічильники з класом точності 1. При даній похибці кількість недорахованої за рік електричної енергії складе Е2=(1640310\*1%)/100%=16403,10 кВт\*год.

Економія складе:

Е=Е1-Е2=41007,75-16403,10=24604,65 кВт\*год,

або в грошовому еквіваленті:

24604,65х1,68=41335,81 грн

При заміні проводу на ізольований зменшиться ТВЕ на

0,57 х 2 200 кВт\*год = 1254 кВт\*год,

де – 2200 кВт\*год норма ефективності заходів по зниженню ТВЕ

або в грошовому еквіваленті:

1254 х 1,68 = 2106,72 грн.

Вартість матеріалів отриманих від демонтажу на 1 км лінії становить 30 311 грн., а на 0,57 км – **17277,27** грн.

де: провід А-35 - 393 кг х 27 грн. = 10611 грн.;

стояк СВ – 9,5 – 10 шт. х 1100 грн. = 11000 грн.;

ізолятори - ТФ 18 – 120 шт. х 35 грн. = 4200 грн.;

приставки з/б - 30 шт. х 150 грн. = 4500 грн.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці 1.2.

Термін окупності складатиме:

**,** де

(596836 – 17277,27) / (3269,25+310,55+7155+7980+41335,81+2106,72) = **9,3 років.**

#### 1.1.2.5.10 Реконструкція ПЛ 0,4кВ "ТП-149 Уличное освещение" в м.Чернігів, Чернігівської області

Інвестиційною програмою 2019 року заплановано по м. Чернігів, Чернігівського району, Чернігівської області, реконструювати **ПЛ-0,4 кВ «ТП-149 Уличное освещение»** з використанням самоутримних ізольованих проводів загальною протяжністю 0,93 км. ПЛ 0,4 кВ введена в експлуатацію 1973 р. На 01.01.2018 року технічний стан мереж характеризується як незадовільний.

Відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» дана ПЛ має значення коефіцієнту дефектності (КДН) складає 30,9 %, що характеризує стан ПЛ як незадовільний (25%<КДН<50%).

Характеристика існуючого об’єкту

Рік вводу в експлуатацію лінії – 1973 р.;

Довжина лінії – 0,802 км;

К-сть відгалужень/довжина відгалужень – 44/0,565 шт./км.;

Марка проводу на відгалуженні/протяжність – АВВГ 4х16 – 0,038 км, АВВГ 4х6 – 0,014 км, АВВГ 2х16 – 0,009 км, АВВГ 2х10 – 0,047 км, АВВГ 2х6 – 0,073 км, АПР-16 – 0,074 км, АВТ-6 – 0,010 км, АПВ-16 – 0,032 км, АПВ-10 – 0,070 км, СІП 2х16 – 0,102 км, САСП 2х16 – 0,027 км, А-25 – 0,110 км, А-16 – 0,204 км.

Тип опор/к-сть опор – анкерні 2-х ст. на стояках СВ-95 – 6 шт., проміжні на стояках   
СВ-95 – 18 шт., проміжні на стояках СВН-9 – 2 шт., проміжні на дерев’яних стояках з з/б приставкою – 2 шт., проміжні (підставні) на стояках СВ- 95 – 2 шт., проміжні (підставні) на дерев’яних стояках з з/б приставкою – 1 шт.

Марка проводу/протяжність проводу – АС-25– 2,050 км, АС-35 – 0,050 км, А-50 – 0,071 км, А-25 – 0,230 км, А-16 – 0,031 км, СІП 4х70 – 0,141 км, САСП 4х70 – 0,032 км, АПР-10 – 0,031 км.

Загальна кількість споживачів: юридичні споживачі відсутні,   
побутові – 81 споживач. Категорія надійності – 3-тя.

Перетини ПЛ 0,4 кВ з інженерними спорудами: 7 - шт., в т.ч.

* з автомобільними дорогами – 7 шт.

Технічний стан ПЛ-0,4 кВ

Згідно Акту технічного обстеження проведеного спеціалістами (інженерно-технічними працівниками) ВП Чернігівські МЕМ визначено наступне:

По ПЛ визначено дефектним наступне обладнання:

1. Стояки дерев’яні цільностоякових дерев’яних опор на з/б приставці (в тому числі підкоси) оп. (пр. Стриженський – 13/3-13/4) – 2 шт. (100 % від загальної кількості);

2. Стояки дерев’яні цільностоякових дерев’яних опор (в тому числі підкоси) оп. (вул. 2 Набережна – 20/1) – 1 шт. (100 % від загальної кількості);

3. Опори залізобетонні оп. (вул. Гонча – 2, 3; вул. Чернишевського – 10, 12, 13; вул. 2 Набережна – 17) – 6 шт. (21 % від загальної кількості);

4. Проводи дефектні – АС-25 – 1,003 км. (33,7 % від загальної кількості);

5. Відгалуження від опор ПЛ до вводів – 19 шт. (39 % від загальної кількості).

Технологічні порушення

Таблиця 1. Технологічні порушення

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| К-сть технологічних порушень, шт. | 2 | 3 | 2 | 1 | 2 |

Звернення споживачів стосовно не задовільного технічного стану мереж та якості напруги:

Таблиця 2. Звернення споживачів

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| К-сть звернень, шт. | – | – | – | 2 | 4 |

Інформація по технічному обслуговуванню та капітальним ремонтам

Заміри рівня напруги в контрольних точках ПЛ 0,4 кВ склали: 195 В (що не відповідає вимогам ГОСТ-13109-97).

Падіння напруги в лінії: 11,4 %.

Навантаження на головному рубильнику ТП 10/0,4 кВ становить:

Таблиця 3. Навантаження на ТП 10/0,4 кВ

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Фаза | Навантаження, А | | | |
| 2015 р. | 2016 р. | 2017 р. | 2018 р. |
| «А» | 276 | 113 | 180 | 216 |
| «В» | 350 | 260 | 294 | 301 |
| «С» | 274 | 274 | 248 | 300 |

Перевірка повного опору петлі «фаза-нуль»:

* I ном встановленого аппарату захисту - 250 А;
* I розрах аппарату захисту по результатам виміру опору петлі «фаза-нуль»: 280 А;

Висновок – апарати захисту вибрані не по струму к.з., а по режиму навантаження мережі.

Останній капітальний ремонт на ПЛ 0,4 кВ проведений в 2015 році, під час якого проведено наступні роботи:

* розчищення траси;
* ремонт повторного заземлення нульового проводу;
* встановлення прогону з кутової сталі;
* заміна зовнішніх вводів;
* вирівнювання одностоякової опори вздовж траси ПЛ;
* на ПЛ присутні прогони, в охоронних зонах яких розташовані житлові будинки.

За аналізом наданої документації та оглядом об’єкту з виїздом на місце встановлено наступне:

* у прогонах оп. 13/7-13/8 ПЛ 0,4 кВ використовується провід марки А-16 та АПР-10
* на ПЛ 0,4 кВ присутні з/б стійки марки СВН-9;
* у магістралі ПЛ присутні з’єднання на проводах «скруткою»;
* дерев’яні опори мають ознаки загнивання, залізобетонні опори мають тріщини та оголення арматури;
* на ПЛ присутні прогони, в охоронних зонах яких розташовані житлові будинки;
* по трасі ПЛ присутні фруктові дерева, що наближаються на недопустиму відстань до проводів.

ТОВ «СХІДЕНЕРГОПРОЕКТ» за рахунок інвестиційної програми 2017 року виконало робочий проект «Реконструкція ПЛ-0,4 кВ "ТП-149 Уличное освещение" в м.Чернігів Чернігівської області».

Проектом передбачено:

* Демонтаж існуючої лінії ПЛ-0,4 кВ, що виконана проводами А-50 та А-25.
* Будівництво нової лінії ПЛІ-0,4 кВ з використанням самоутримних ізольованих проводів (СІП) марки AsXSn.
* Вихід з ТП-149 на Л-2 виконати кабелем.



Проектом передбачається заміна проводу А-50 на СІП (4х70). Кількість, марки і перерізи проводів вибрані відповідно до навантажень по мінімуму приведених затрат та згідно вимог ГІД 34.20.178:2005. Проектування електричних мереж напругою 0,4 – 110 кВ. Договірна потужність 1436 кВт.

При реконструкції будуть використовуватися наступні основні матеріали:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| СІП 4х70 | км | 0,714 |
| СІП 4х25 | км | 0,236 |
| СІП 4х16 | км | 0,423 |
| СІП 2х16 | км | 0,85 |
| Опори СВ95 | шт. | 32 |
| Опори СВ105 | шт. | 3 |
| Опори СК | шт. | 6 |

Дані щодо довжин ліній до споживачів, кількості споживачів та споживання наведені у таблиці № 1.

Кошторисна вартість робіт по реконструкції **ПЛ-0,4 кВ «ТП-149 Уличное освещение» в м.Чернігів, Чернігівської області** протяжністю 0,93 км складає 1 563,87 тис.грн. без ПДВ. Інвестиційною програмою 2019 року на реалізацію даного проекту передбачено 1 063,43 тис.грн. без ПДВ, який буде виконано в повному обсязі.

Реалізація проекту дасть можливість підвищити показники індексів надійності, що в свою чергу покращить та зменшить недовідпуск електричної енергії, а також забезпечить надійне функціонування соціально-важливих об’єктів та інфраструктури м.Чернігів.

**Економічний ефект від впровадження заходу**

Недовідпуск електричної енергії пов’язаний з аварійними пошкодженнями на ПЛ 0,4 кВ за 2017 рік становив 61 798 000 кВт\*год.

На 1 км лінії недовідпуск складатиме:

Загальна довжина ПЛ 0,4 кВ 18,1 тис. км

61 798 000 кВт\*год / 18,1 тис. км = 3 414 кВт\*год на 1 км,

або в грошовому еквіваленті 3 414  х 1,68 = 5 735,52 грн. на 1 км,

де 1,68 грн. вартість однієї кВт\*год, без ПДВ.

При заміні проводу на ізольований недовідпуск електричної енергії пов'язаний з аварійними пошкодженнями на ПЛ 0,4 кВ зменшиться на:

0,93 х 5 735,52 = 5225,06 грн.

Безоблікове споживання електроенергії на ПЛ 0,4 кВ за 2017 рік становило 5870000 кВт\*год.

Середня величина безоблікового споживання електроенергії на 1 км повітряної лінії складає:

5 870 000 кВт\*год. /18,1 тис. км. = 324,3 кВт\*год. на 1 км;

При заміні проводу на ізольований безоблікове споживання електроенергії зменшиться на

0,93 х 324,3 = 295,44 кВт\*год,

або в грошовому еквіваленті 295,44 х 1,68 = 496,34 грн.

По існуючим середнім розцінкам в комунальних господарствах Чернігівської області вартість розчистки 1 км повітряної лінії складає 12 500 грн. При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ протяжністю 0,93 км економія коштів на розчистку ліній становитиме 11387,5 грн.

В середньому на 1 км лінії для підтримки її функціонуючого технічного стану витрачається 14000 грн. При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ протяжністю 0,911 км економія коштів становитиме 12754 грн.

Річне споживання електричної енергії по даному об’єкту в середньому становить 2122060 кВт\*год. При цьому в більшості абонентів установлені лічильники електричної енергії з класом точності 2,5. При даній похибці кількість недорахованої за рік електричної енергії складе Е1=(2122060\*2,5%)/100%=53051,5 кВт\*год.

При реконструкції будуть встановлені лічильники з класом точності 1. При даній похибці кількість недорахованої за рік електричної енергії складе Е2=(2122060\*1%)/100%=21220,6 кВт\*год.

Економія складе:

Е=Е1-Е2=53051,5-21220,6=31830,9 кВт\*год,

або в грошовому еквіваленті:

31830,9х1,68=53475,9 грн

При заміні проводу на ізольований зменшиться ТВЕ на

0,93 х 2 200 кВт\*год = 2004,2 кВт\*год,

де – 2200 кВт\*год норма ефективності заходів по зниженню ТВЕ

або в грошовому еквіваленті:

2004,2 х 1,68 = 3367,1 грн.

Вартість матеріалів отриманих від демонтажу на 1 км лінії становить 30 311 грн., а на 0,911 км – 27613,32 грн.

де: провід А-35 - 393 кг х 27 грн. = 10611 грн.;

стояк СВ – 9,5 – 10 шт. х 1100 грн. = 11000 грн.;

ізолятори - ТФ 18 – 120 шт. х 35 грн. = 4200 грн.;

приставки з/б - 30 шт. х 150 грн. = 4500 грн.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці 1.2.

Термін окупності складатиме:

**,** де

(1063430 – 27613,32) / (5225,06+295,44+11387,5+12754+53475,9 +3367,1) = **11,9** **років.**

#### 1.1.2.5.11 Реконструкція ПЛ 0,4 кВ ул. Лодочна від ТП-608 в м.Чернігів, Чернігівська області

Інвестиційною програмою 2019 року заплановано по м. Чернігів, Чернігівського району, Чернігівської області, реконструювати **ПЛ-0,4 кВ "** **ул.Лодочна від ТП-608** з використанням самоутримних ізольованих проводів загальною протяжністю 2,19 км. ПЛ 0,4 кВ введена в експлуатацію 1970 р. На 01.01.2018 року технічний стан мереж характеризується як незадовільний.

Відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» дана ПЛ має значення коефіцієнту дефектності (КДН) складає 43,6 %, що характеризує стан ПЛ як незадовільний (25%<КДН<50%).

Характеристика існуючого об’єкту

Рік вводу в експлуатацію лінії – 1970 р.;

Довжина лінії – 1,643 км;

К-сть відгалужень/довжина відгалуджень – 67/1,219 шт./км.;

Марка проводу на відгалудженні/протяжність – ВВГ 4х6 – 0,010 км, АВВГ 4х16 – 0,017 км, АВВГ 4х10 – 0,186 км, АВВГ 4х6 – 0,062 км, АВВГ 2х16 – 0,035 км, АВВГ 2х6 – 0,119 км, АВВГ 2х4 – 0,055 км, АВТ-10 – 0,024 км, АПР-10 – 0,030 км, АПВ-6 – 0,074 км, АПВ-10 – 0,152 км, СІП 4х16 – 0,018 км, СІП 2х16 – 0,072 км, САСП 4х16 – 0,019 км, САСП 2х16 – 0,071 км, А-35 – 0,130 км, А-25 – 0,060 км, А-16 – 0,678 км.

Тип опор/к-сть опор – анкерні 2-х ст. на стояках СВ-95 – 7 шт., проміжні на стояках   
СВ-95 – 36 шт., анкерні 2-х ст. на дерев’яних стояках з з/б приставкою – 2 шт., проміжні на дерев’яних стояках з з/б приставкою – 10 шт., проміжні (підставні) на стояках СВ- 95 – 5 шт., проміжні (підставні) на дерев’яних стояках з з/б приставкою – 6 шт.

Марка проводу/протяжність проводу – А-50 – 1,404 км, А-35 – 3,442 км, А-25 – 0,986 км, А-16 – 0,447 км, СІП 4х35 – 0,076 км, САСП 3х35+1х50 – 0,025 км, САСП 4х35 – 0,028 км.

Загальна кількість споживачів: юридичні споживачі відсутні,   
побутові – 68 споживачів. Категорія надійності – 3-тя.

Перетини ПЛ 0,4 кВ з інженерними спорудами: 14 шт., в т.ч.

* з автомобільними дорогами – 12 шт.;
* з ПЛ 110 кВ – 2 шт.

Технічний стан ПЛ-0,4 кВ

Згідно Акту технічного обстеження проведеного спеціалістами (інженерно-технічними працівниками) ВП Чернігівські МЕМ визначено наступне:

По ПЛ визначено дефектним наступне обладнання:

1. Стояки дерев’яні цільностоякових дерев’яних опор на з/б приставці (в тому числі підкоси) (оп. вул. Сосницька –12/1, 12/2; вул. Річкова – 4/2; вул. Механізаторів – 2/1, 4, 4/1А, 4/1, 4/2, 6, 7, 5/8; вул. Рахматуліна – 4/1, 1/1, 5/2, 5/3, 7, 8, 9 ) – 18 шт. (100 % від загальної кількості);

2. Опори залізобетонні (оп. вул. Механізаторів - 13) – 1 шт. (2 % від загальної кількості);

3. Проводи дефектні – А-25 – 0,167 км, А-35 – 2,445 км, А-16 – 0,673 км (36 % від загальної кількості);

4. Відгалуження від опор ПЛ до вводів – 23 шт. (34 % від загальної кількості).

Технологічні порушення

Таблиця 1. Технологічні порушення

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| К-сть технологічних порушень, шт. | 3 | 3 | 2 | 2 | 4 |

Звернення споживачів стосовно не задовільного технічного стану мереж та якості напруги:

Таблиця 2. Звернення споживачів

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| К-сть звернень, шт. | 1 | – | – | 2 | 7 |

Інформація по технічному обслуговуванню та капітальним ремонтам

Заміри рівня напруги в контрольних точках ПЛ 0,4 кВ склали: 194 В (що не відповідає вимогам ГОСТ-13109-97).

Падіння напруги в лінії: 11,8 %.

Навантаження на головному рубильнику ТП 10/0,4 кВ становить:

Таблиця 3. Навантаження на ТП 10/0,4 кВ

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Фаза | Навантаження, А | | | |
| 2015 р. | 2016 р. | 2017 р. | 2018 р. |
| «А» | 76 | 55 | 43 | 58 |
| «В» | 125 | 97 | 39 | 53 |
| «С» | 80 | 75 | 37 | 43 |

Перевірка повного опору петлі «фаза-нуль»:

* I ном встановленого аппарату захисту - 250 А;
* I розрах аппарату захисту по результатам виміру опору петлі «фаза-нуль»: 212 А.

Висновок – апарати захисту вибрані не по струму к.з., а по режиму навантаження мережі.

Останній капітальний ремонт на ПЛ 0,4 кВ проведений в 2012 році, під час якого проведено наступні роботи:

* заміна одностоякової дерев’яної опори на залізобетонній приставці на одностоякову залізобетонну опору;
* розчищення траси;
* ремонт повторного заземлення нульового проводу;
* заміна проводу марки А-35 на А-50.

За аналізом наданої документації та оглядом об’єкту з виїздом на місце встановлено наступне:

* згідно візуального огляду дерев’яні опори мають ознаки загнивання деревини та ослаблення бандажів;
* по трасі ПЛ присутні фруктові дерева, що наближаються на недопустиму відстань до проводів;
* у магістралі ПЛ присутні з’єднання на проводах «скруткою»;
* на ПЛ присутні траверси, що мають корозію металу та деформаційні ушкодження;

у прогонах оп. 3-4 (вул. Річкова) ПЛ 0,4 кВ, використовується провід марки А-16.

ТОВ «СХІДЕНЕРГОПРОЕКТ» за рахунок інвестиційної програми 2017 року виконало робочий проект «Реконструкція ПЛ-0,4 кВ "ул. Лодочна від ТП-608" в м.Чернігів Чернігівської області».

Проектом передбачено:

Демонтаж існуючої лінії ПЛ-0,4 кВ, що виконана проводами А-50, А-35, А-25.

Будівництво нової лінії ПЛІ-0,4 кВ з використанням самоутримних ізольованих проводів (СІП) марки AsXSn.

Проектом передбачається заміна проводу А-50 на СІП (4х70). Кількість, марки і перерізи проводів вибрані відповідно до навантажень по мінімуму приведених затрат та згідно вимог ГІД 34.20.178:2005. Проектування електричних мереж напругою 0,4 – 110 кВ.

Договірна потужність 319 кВт.

При реконструкції будуть використовуватися наступні основні матеріали:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| СІП 4х50 | км | 1,788 |
| СІП 4х35 | км | 0,085 |
| СІП 4х25 | км | 0,333 |
| СІП 4х16 | км | 0,735 |
| СІП 2х25 | км | 0,042 |
| СІП 2х16 | км | 0,275 |
| Опори СВ95 | шт. | 68 |
| Опори СВ105 | шт. | 7 |
| Опори СК | шт. | 5 |

Дані щодо довжин ліній до споживачів, кількості споживачів та споживання наведені у таблиці № 1.

Кошторисна вартість робіт по реконструкції **ПЛ-0,4 кВ «** **ул.Лодочна від ТП-608» в м.Чернігів Чернігівської області** протяжністю 2,19 км складає 2 239,19 тис.грн. без ПДВ. Інвестиційною програмою 2019 року на реалізацію даного проекту передбачено 1 522,65 тис.грн. без ПДВ, який буде виконано в повному обсязі.

Реалізація проекту дасть можливість підвищити показники індексів надійності, що в свою чергу покращить та зменшить недовідпуск електричної енергії, а також забезпечить надійне функціонування соціально-важливих об’єктів та інфраструктури м.Чернігів.

**Економічний ефект від впровадження заходу**

Недовідпуск електричної енергії пов’язаний з аварійними пошкодженнями на ПЛ 0,4 кВ за 2017 рік становив 61 798 000 кВт\*год.

На 1 км лінії недовідпуск складатиме:

Загальна довжина ПЛ 0,4 кВ 18,1 тис. км

61 798 000 кВт\*год / 18,1 тис. км = 3 414 кВт\*год на 1 км,

або в грошовому еквіваленті 3 414  х 1,68 = 5 735,52 грн. на 1 км,

де 1,68 грн. вартість однієї кВт\*год, без ПДВ.

При заміні проводу на ізольований недовідпуск електричної енергії пов'язаний з аварійними пошкодженнями на ПЛ 0,4 кВ зменшиться на:

2,19 х 5 735,52 = 12560,78 грн.

Безоблікове споживання електроенергії на ПЛ 0,4 кВ за 2017 рік становило 5870000 кВт\*год.

Середня величина безоблікового споживання електроенергії на 1 км повітряної лінії складає:

5 870 000 кВт\*год. /18,1 тис. км. = 324,3 кВт\*год. на 1 км;

При заміні проводу на ізольований безоблікове споживання електроенергії зменшиться на

2,19 х 324,3 = 710,22 кВт\*год,

або в грошовому еквіваленті 710,22 х 1,68 = 1193,17 грн.

По існуючим середнім розцінкам в комунальних господарствах Чернігівської області вартість розчистки 1 км повітряної лінії складає 12 500 грн. При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ протяжністю 2,19 км економія коштів на розчистку ліній становитиме 27375 грн.

В середньому на 1 км лінії для підтримки її функціонуючого технічного стану витрачається 14000 грн. При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ протяжністю 2,19 км економія коштів становитиме 30660 грн.

Річне споживання електричної енергії по даному об’єкту в середньому становить 1340570 кВт\*год. При цьому в більшості абонентів установлені лічильники електричної енергії з класом точності 2,5. При даній похибці кількість недорахованої за рік електричної енергії складе Е1=(1340570\*2,5%)/100%=33514,25 кВт\*год.

При реконструкції будуть встановлені лічильники з класом точності 1. При даній похибці кількість недорахованої за рік електричної енергії складе Е2=(1340570\*1%)/100%=13405,7 кВт\*год.

Економія складе:

Е=Е1-Е2=33514,25 – 13405,7=20108,55 кВт\*год,

або в грошовому еквіваленті:

20108,55 х 1,68=33782,36 грн

При заміні проводу на ізольований зменшиться ТВЕ на

2,19 х 2 200 кВт\*год = 4818 кВт\*год,

де – 2200 кВт\*год норма ефективності заходів по зниженню ТВЕ

або в грошовому еквіваленті:

4818 х 1,68 = 8094,24 грн.

Вартість матеріалів отриманих від демонтажу на 1 км лінії становить 30 311 грн., а на 2,19 км – 66381,1грн.

де: провід А-35 - 393 кг х 27 грн. = 10611 грн.;

стояк СВ – 9,5 – 10 шт. х 1100 грн. = 11000 грн.;

ізолятори - ТФ 18 – 120 шт. х 35 грн. = 4200 грн.;

приставки з/б - 30 шт. х 150 грн. = 4500 грн.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці 1.2.

Термін окупності складатиме:

**,** де

(1522650 – 66381,1) / (12560,78+1193,17+27375+30660+33782,36+8094,24) = **12,8 років.**

#### 1.1.2.5.12 Реконструкція ПЛ 0,4 кВ ул Нахимова-ул.освещ. від ТП-87 в м.Чернігів, Чернігівської області

Інвестиційною програмою 2019 року заплановано по м. Чернігів, Чернігівського району, Чернігівської області, реконструювати **ПЛ-0,4 кВ ул Нахимова-ул.освещ. від ТП-87** з використанням самоутримних ізольованих проводів загальною протяжністю 2,517 км. ПЛ 0,4 кВ введена в експлуатацію 1968 р. На 01.01.2018 року технічний стан мереж характеризується як незадовільний.

Відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» дана ПЛ має значення коефіцієнту дефектності (КДН) складає 30,9 %, що характеризує стан ПЛ як незадовільний (25%<КДН<50%).

Характеристика існуючого об’єкту

Рік вводу в експлуатацію лінії – 1970 р.;

Довжина лінії – 1,923 км;

К-сть відгалужень/довжина відгалуджень – 145/2,392 шт./км.;

Марка проводу на відгалудженні/протяжність – АВВГ 4х6 – 0,035 км, АВВГ 4х4 – 0,101 км, АВВГ 2х16 – 0,012 км, АВВГ 2х10 – 0,062 км, АВВГ 2х6 – 0,095 км, АВВГ 2х4 – 0,177 км, АВВГ 2х2,5 – 0,012 км, АПР-16 – 0,020 км, АПР-10 – 0,082 км, АПР-6 – 0,016 км, ПР-4 – 0,024 км, ПВ-6 – 0,020 км, АПВ-16 – 0,020 км, АПВ-10 – 0,396 км, АПВ-6 – 0,208 км, АПВ-4 – 0,030 км, АВТ 4х6 – 0,120 км, АВТ 2х10 – 0,011 км, СІП 4х16 – 0,061 км, СІП 2х16 – 0,548 км, САСП 4х16 – 0,034 км, САСП 2х16 – 0,196 км, А-35 – 0,079 км, А-25 – 0,165 км, А-16 – 0,796 км.

Тип опор/к-сть опор – анкерні 2-х ст. на стояках СВ-95 – 3 шт., проміжні на стояках   
СВ-95 – 32 шт., проміжні на стояках СК-105 – 18 шт., проміжні на стояках СВН-9 – 5 шт., проміжні на дерев’яних стояках з з/б приставкою – 7 шт., проміжні (підставні) на стояках СВ- 95 – 4 шт., проміжні (підставні) на дерев’яних стояках з з/б приставкою – 3 шт.

Марка проводу/протяжність проводу – А-50 – 2,136 км, АС-35 – 0,414 км, А-35 – 2,865 км, А-25 – 0,913 км, А-16 – 0,284 км, АПР-35 – 0,054 км, АПР-16 – 0,077 км, АПВ-16 – 0,040 км, СІП 2х16 – 0,022 км, АВВГ 4х35 – 0,085 км.

Загальна кількість споживачів: юридичні споживачі відсутні,   
побутові – 158 споживачів. Категорія надійності – 3-тя.

Перетини ПЛ 0,4 кВ з інженерними спорудами: 13 шт., в т.ч.

* з автомобільними дорогами – 13 шт.

Технічний стан ПЛ-0,4 кВ

Згідно Акту технічного обстеження проведеного спеціалістами (інженерно-технічними працівниками) ВП Чернігівські МЕМ визначено наступне:

По ПЛ визначено дефектним наступне обладнання:

1. Стояки дерев’яні цільностоякових дерев’яних опор на з/б приставці (в тому числі підкоси) (оп. вул. Нахімова – 4/1, 4/2, 5/1, 7/1, 7/4А, 14/1; вул. А. Овсієнко – 7/1; пер. Нахімова – 4, 4/1, 5/1, 9) – 11 шт. (100 % від загальної кількості);

2. Опори залізобетонні (оп. вул. Нахімова – 1, 10, 14; вул. Лісковицька – 1, 9, 16) – 6 шт. (13 % від загальної кількості);

3. Проводи дефектні – А-35 – 1,213 км, А-50 – 0,165 км, АС-35 – 0,355 км, А-25 – 0,084 км, А-16 – 0,295 км, АПР-35 – 0,073 км, АПР-16 – 0,030 км, АВВГ 4х25 – 0,013 км (29 % від загальної кількості);

4. Відгалуження від опор ПЛ до вводів – 74 шт. (47 % від загальної кількості).

Технологічні порушення:

Таблиця 1. Технологічні порушення

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| К-сть технологічних порушень, шт. | 4 | 5 | 3 | 1 | 2 |

Звернення споживачів стосовно не задовільного технічного стану мереж та якості напруги:

Таблиця 2. Звернення споживачів

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| К-сть звернень, шт. | 2 | – | 2 | 3 | 6 |

Інформація по технічному обслуговуванню та капітальним ремонтам

Заміри рівня напруги в контрольних точках ПЛ 0,4 кВ склали - 197 В (що не відповідає вимогам ГОСТ-13109-97).

Падіння напруги в лінії: 10,5 %.

Навантаження на головному рубильнику ТП 10/0,4 кВ становить:

Таблиця 3. Навантаження на ТП 10/0,4 кВ

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Фаза | Навантаження, А | | | |
| 2015 р. | 2016 р. | 2017 р. | 2018 р. |
| «А» | 93 | 171 | 99 | 130 |
| «В» | 150 | 258 | 101 | 182 |
| «С» | 228 | 180 | 134 | 170 |

Перевірка повного опору петлі «фаза-нуль»:

* I ном встановленого аппарату захисту - 250 А;
* I розрах аппарату захисту по результатам виміру опору петлі «фаза-нуль» - 222 А.

Висновок – апарати захисту вибрані не по струму к.з., а по режиму навантаження мережі.

Останній капітальний ремонт на ПЛ 0,4 кВ проведений в 2014 році, під час якого проведено наступні роботи:

* розчищення траси;
* ремонт повторного заземлення нульового проводу;
* вирівнювання одностоякової опори вздовж траси ПЛ.

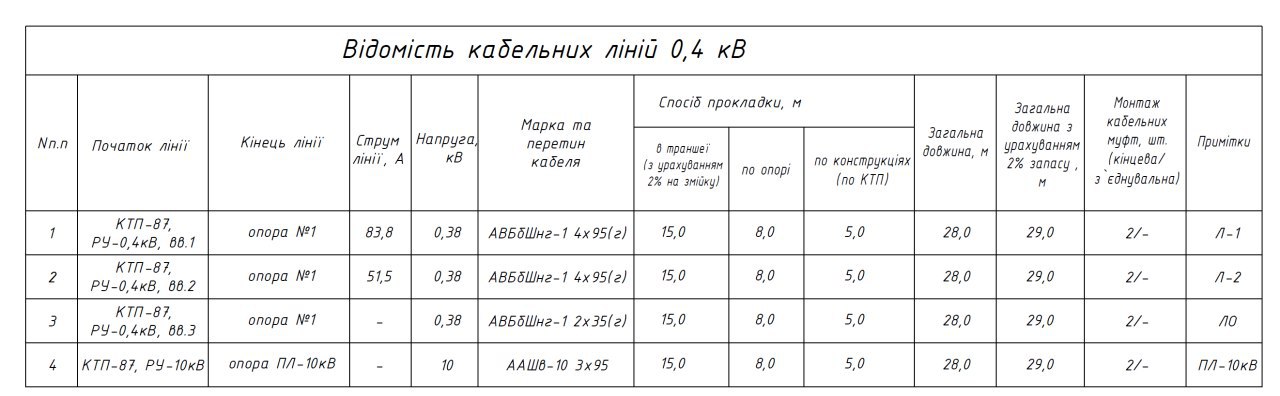
За аналізом наданої документації та оглядом об’єкту з виїздом на місце встановлено наступне:

* на ПЛ 0,4 кВ використовуються з/б стійки марки СВН-9;
* у прогонах оп. 2-3 (пров. Нахімова), 9-9/1, 16-16/2 (вул. Нахімова) ПЛ 0,4 кВ використовується провід марки А-16;
* ПЛ частково проходить по території приватних домоволодінь;
* у магістралі ПЛ присутні з’єднання на проводах «скруткою»;
* дерев’яні опори мають ознаки загнивання, залізобетонні опори мають тріщини та оголення арматури;
* по трасі ПЛ присутні фруктові дерева, що наближаються на недопустиму відстань до проводів;
* на ПЛ присутні прогони, в охоронних зонах яких розташовані житлові будинки.

ТОВ «СХІДЕНЕРГОПРОЕКТ» за рахунок інвестиційної програми 2017 року виконало робочий проект «Реконструкція ПЛ-0,4 кВ "ул. Нахимова-ул.освещ. від ТП-87 в м.Чернігів Чернігівської області

Проектом передбачено:

* Демонтаж існуючої лінії ПЛ-0,4 кВ, що виконана проводами А-50, А-35.
* Будівництво нової лінії ПЛІ-0,4 кВ з використанням самоутримних ізольованих проводів (СІП) марки AsXSn.
* Заход та виходи з КТП-87 виконати кабелем.



Проектом передбачається заміна проводу А-50 на СІП (4х70). Кількість, марки і перерізи проводів вибрані відповідно до навантажень по мінімуму приведених затрат та згідно вимог ГІД 34.20.178:2005. Проектування електричних мереж напругою 0,4 – 110 кВ. Договірна потужність 767 кВт.

При реконструкції будуть використовуватися наступні основні матеріали:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| СІП 4х70 | км | 1,485 |
| СІП 4х50 | км | 0,353 |
| СІП 4х35 | км | 0,205 |
| СІП 4х25 | км | 0,397 |
| СІП 4х16 | км | 0,824 |
| СІП 2х25 | км | 0,092 |
| СІП 2х16 | км | 3,607 |
| Опори СВ95 | шт. | 64 |
| Опори СВ105 | шт. | 11 |
| Опори СК | шт. | 3 |

Дані щодо довжин ліній до споживачів, кількості споживачів та споживання наведені у таблиці № 1.

Кошторисна вартість робіт по реконструкції **ПЛ-0,4 кВ ул Нахимова-ул.освещ. від ТП-87 в м.Чернігів, Чернігівської області** протяжністю 2,52 км складає 3 992,86 тис.грн. без ПДВ. Інвестиційною програмою 2019 року на реалізацію даного проекту передбачено 2 715,14 тис.грн. без ПДВ, який буде виконано в повному обсязі.

Реалізація проекту дасть можливість підвищити показники індексів надійності, що в свою чергу покращить та зменшить недовідпуск електричної енергії, а також забезпечить надійне функціонування соціально-важливих об’єктів та інфраструктури м.Чернігів.

**Економічний ефект від впровадження заходу**

Недовідпуск електричної енергії пов’язаний з аварійними пошкодженнями на ПЛ 0,4 кВ за 2017 рік становив 61 798 000 кВт\*год.

На 1 км лінії недовідпуск складатиме:

Загальна довжина ПЛ 0,4 кВ 18,1 тис. км

61 798 000 кВт\*год / 18,1 тис. км = 3 414 кВт\*год на 1 км,

або в грошовому еквіваленті 3 414  х 1,68 = 5 735,52 грн. на 1 км,

де 1,68 грн. вартість однієї кВт\*год, без ПДВ.

При заміні проводу на ізольований недовідпуск електричної енергії пов'язаний з аварійними пошкодженнями на ПЛ 0,4 кВ зменшиться на:

2,517 х 5 735,52 = 14109,38 грн.

Безоблікове споживання електроенергії на ПЛ 0,4 кВ за 2017 рік становило 5870000 кВт\*год.

Середня величина безоблікового споживання електроенергії на 1 км повітряної лінії складає:

5 870 000 кВт\*год. /18,1 тис. км. = 324,3 кВт\*год. на 1 км;

При заміні проводу на ізольований безоблікове споживання електроенергії зменшиться на

2,517 х 324,3 = 797,77 кВт\*год,

або в грошовому еквіваленті 797,77 х 1,68 = 1340,25 грн.

По існуючим середнім розцінкам в комунальних господарствах Чернігівської області вартість розчистки 1 км повітряної лінії складає 12 500 грн. При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ протяжністю 2,517 км економія коштів на розчистку ліній становитиме 30750 грн.

В середньому на 1 км лінії для підтримки її функціонуючого технічного стану витрачається 14000 грн. При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ протяжністю 2,517 км економія коштів становитиме 34440 грн.

Річне споживання електричної енергії по даному об’єкту в середньому становить 1133650 кВт\*год. При цьому в більшості абонентів установлені лічильники електричної енергії з класом точності 2,5. При даній похибці кількість недорахованої за рік електричної енергії складе Е1=(1133650\*2,5%)/100%=28341,25 кВт\*год.

При реконструкції будуть встановлені лічильники з класом точності 1. При даній похибці кількість недорахованої за рік електричної енергії складе Е2=(1133650\*1%)/100%=11336,5 кВт\*год.

Економія складе:

Е=Е1-Е2=28341,25-11336,5=17004,75 кВт\*год,

або в грошовому еквіваленті:

17004,75х1,68=28568 грн

При заміні проводу на ізольований зменшиться ТВЕ на

2,517 х 2 200 кВт\*год = 5412 кВт\*год,

де – 2200 кВт\*год норма ефективності заходів по зниженню ТВЕ

або в грошовому еквіваленті:

5412 х 1,68 = 9092,16 грн.

Вартість матеріалів отриманих від демонтажу на 1 км лінії становить 30 311 грн., а на 2,517 км – 74565,06грн.

де: провід А-35 - 393 кг х 27 грн. = 10611 грн.;

стояк СВ – 9,5 – 10 шт. х 1100 грн. = 11000 грн.;

ізолятори - ТФ 18 – 120 шт. х 35 грн. = 4200 грн.;

приставки з/б - 30 шт. х 150 грн. = 4500 грн.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці 1.2.

Термін окупності складатиме:

**,** де

(2715140 – 74565,06) / (14109,38+1340,25+30750+34440+28568+9092,16) = **15,4 років.**

#### 1.1.2.5.13 Реконструкція ПЛ 0,4 кВ ул. Костр Руднева від ТП-90 в м.Чернігів, Чернігівської області

Інвестиційною програмою 2019 року заплановано по м. Чернігів, Чернігівського району, Чернігівської області, реконструювати **ПЛ-0,4 кВ ул. Костр Руднева від ТП-90** з використанням самоутримних ізольованих проводів загальною протяжністю 2,106 км. ПЛ 0,4 кВ введена в експлуатацію 1981 р. На 01.01.2018 року технічний стан мереж характеризується як незадовільний.

Відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» дана ПЛ має значення коефіцієнту дефектності (КДН) складає 48,3 %, що характеризує стан ПЛ як незадовільний (25%<КДН<50%).

Характеристика існуючого об’єкту

Рік вводу в експлуатацію лінії – 1981 р.;

Довжина лінії – 1,777 км;

К-сть відгалужень/довжина відгалуджень – 177/2,760 шт./км.;

Марка проводу на відгалудженні/протяжність – АВВГ 4х16 – 0,061 км, АВВГ 4х10 – 0,078 км, АВВГ 4х6 – 0,102 км, АВВГ 2х16 – 0,022 км, АВВГ 2х10 – 0,356 км, АВВГ 2х6 – 0,383 км, АВВГ 2х4 – 0,060 км, АПР-10 – 0,108 км, АПВ-16 – 0,050 км, АПВ-10 – 0,878 км, АПВ-6 – 0,066 км, АВТ 2х10 – 0,024 км, АВТ 2х6 – 0,135 км, СІП 2х16 – 0,225 км, САСП 4х16 – 0,035 км, САСП 2х16 – 0,327 км, А-35 – 0,030 км, А-25 – 0,144 км, А-16 – 0,614 км.

Тип опор/к-сть опор – анкерні 2-х ст. на стояках СВ-95 – 3 шт., анкерні 2-х ст. на стояках СВН-9 – 2 шт., проміжні на стояках СВ-95 – 21 шт., проміжні на стояках СВН-9 – 29 шт., проміжні на дерев’яних стояках з з/б приставкою – 2 шт., проміжні (підставні) на стояках СВ- 95 – 5 шт., проміжні (підставні) на дерев’яних стояках з з/б приставкою – 3 шт.

Марка проводу/протяжність проводу – А-50 – 0,032 км, А-35 – 6,456 км, А-16 – 0,163 км, АПВ-10 – 0,031 км, АВВГ 4х6 – 0,018 км.

Загальна кількість споживачів: юридичні споживачі відсутні,   
побутові – 178 споживачів. Категорія надійності – 3-тя.

Перетини ПЛ 0,4 кВ з інженерними спорудами: 9 шт., в т.ч.

- з автомобільними дорогами – 9 шт.

Технічний стан ПЛ-0,4 кВ

Згідно Акту технічного обстеження проведеного спеціалістами (інженерно-технічними працівниками) ВП Чернігівські МЕМ визначено наступне:

По ПЛ визначено дефектним наступне обладнання:

1. Стояки дерев’яні цільностоякових дерев’яних опор на з/б приставці (в тому числі підкоси) (оп. вул. Богушевича – 6/1; вул. Бузкова - 5/1; вул. Руднєва – 1/1, 3/1, 11/1) – 5 шт. (100 % від загальної кількості);

2. Опори залізобетонні (оп. вул. Богушевича – 7, 5, 4, 3, 2; вул. Бузкова – 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 3/1, 3/2, 3/5; вул. Руднєва – 1, 2/1, 3, 5, 6/7, 8, 9, 10, 11; вул. Костромська – 1/3, 2, 4, 5/11, 6, 8, 9/1; вул. Брестська – 2, 3, 4, 5) – 35 шт. (58 % від загальної кількості);

3. Проводи дефектні – А-16 – 0,063 км, А-35 – 1,379 км, А-50 – 0,464 км (22 % від загальної кількості);

4. Відгалуження від опор ПЛ до вводів – 58 шт. (33 % від загальної кількості).

Технологічні порушення

Таблиця 1. Технологічні порушення

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| К-сть технологічних порушень, шт. | 4 | 2 | 5 | 2 | - |

Звернення споживачів стосовно не задовільного технічного стану мереж та якості напруги:

Таблиця 2. Звернення споживачів

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| К-сть звернень, шт. | 2 | 2 | 1 | - | 5 |

Інформація по технічному обслуговуванню та капітальним ремонтам

Заміри рівня напруги в контрольних точках ПЛ 0,4 кВ склали - 198 В (що не відповідає вимогам ГОСТ-13109-97).

Падіння напруги в лінії: 10 %.

Навантаження на головному рубильнику ТП 10/0,4 кВ становить:

Таблиця 3. Навантаження на ТП 10/0,4 кВ

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Фаза | Навантаження, А | | | |
| 2015 р. | 2016 р. | 2017 р. | 2018 р. |
| «А» | 270 | 192 | 104 | 129 |
| «В» | 220 | 98 | 97 | 101 |
| «С» | 231 | 131 | 127 | 145 |

Перевірка повного опору петлі «фаза-нуль»:

* I ном встановленого аппарату захисту - 250 А;
* I розрах аппарату захисту по результатам виміру опору петлі «фаза-нуль» - 257 А.

Висновок – апарати захисту вибрані не по струму к.з., а по режиму навантаження мережі.

Останній капітальний ремонт на ПЛ 0,4 кВ проведений в 2014 році, під час якого проведено наступні роботи:

* ремонт повторного заземлення нульового проводу;
* заміна проводу марки А-35 на А-50;
* розчищення траси.

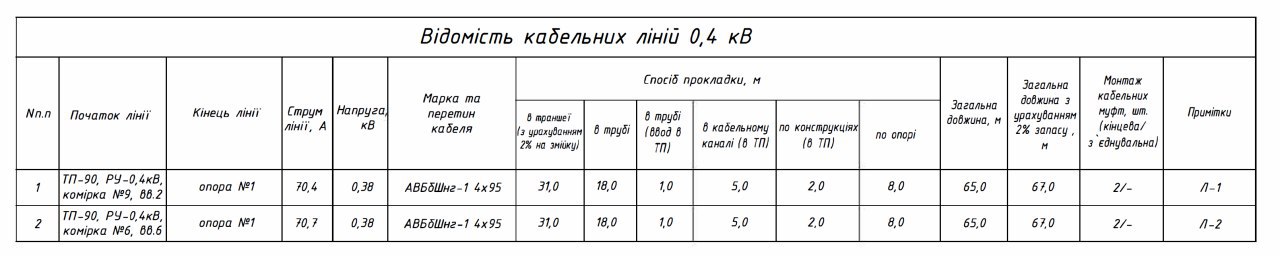
За аналізом наданої документації та оглядом об’єкту з виїздом на місце встановлено наступне:

* на ПЛ 0,4 кВ використовуються з/б стійки марки СВН-9;
* на ПЛ присутні дерев’яні опори, що мають ознаки загнивання деревини та ослаблення бандажів;
* на ПЛ присутні з/б стійки опор, які мають відшаруваня бетону, оголнення арматури довжиною понад 2 м та розтріскування бетону по всій довжині стійки;
* по трасі ПЛ присутні фруктові дерева, що наближаються на недопустиму відстань до проводів;
* у магістралі ПЛ присутні з’єднання на проводах «скруткою».

ТОВ «СХІДЕНЕРГОПРОЕКТ» за рахунок інвестиційної програми 2017 року виконало робочий проект «Реконструкція ПЛ-0,4 кВ "ул. Костр Руднева від ТП-90 в м.Чернігів Чернігівської області».

Проектом передбачено:

* Демонтаж існуючої лінії ПЛ-0,4 кВ, що виконана проводами А-50, А-35.
* Будівництво нової лінії ПЛІ-0,4 кВ з використанням самоутримних ізольованих проводів (СІП) марки AsXSn.
* Виходи з ТП-90 виконати кабелем.



Проектом передбачається заміна проводу А-50 на СІП (4х70). Кількість, марки і перерізи проводів вибрані відповідно до навантажень по мінімуму приведених затрат та згідно вимог ГІД 34.20.178:2005. Проектування електричних мереж напругою 0,4 – 110 кВ.

Договірна потужність 971 кВт.

При реконструкції будуть використовуватися наступні основні матеріали:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| СІП 4х70 | км | 1,256 |
| СІП 4х50 | км | 0,412 |
| СІП 4х25 | км | 0,197 |
| СІП 4х16 | км | 0,496 |
| СІП 2х25 | км | 0,305 |
| СІП 2х16 | км | 3,807 |
| Опори СВ95 | шт. | 34 |
| Опори СВ105 | шт. | 18 |
| Опори СК | шт. | 7 |

Дані щодо довжин ліній до споживачів, кількості споживачів та споживання наведені у таблиці № 1.

Кошторисна вартість робіт по реконструкції **ПЛ-0,4 кВ ул. Костр Руднева від ТП-90 в м.Чернігів, Чернігівської області** протяжністю 2,11 км складає 3 224,46 тис.грн. без ПДВ. Інвестиційною програмою 2019 року на реалізацію даного проекту передбачено 2 192,63 тис.грн. без ПДВ, який буде виконано в повному обсязі.

Реалізація проекту дасть можливість підвищити показники індексів надійності, що в свою чергу покращить та зменшить недовідпуск електричної енергії, а також забезпечить надійне функціонування соціально-важливих об’єктів та інфраструктури м.Чернігів.

**Економічний ефект від впровадження заходу**

Недовідпуск електричної енергії пов’язаний з аварійними пошкодженнями на ПЛ 0,4 кВ за 2017 рік становив 61 798 000 кВт\*год.

На 1 км лінії недовідпуск складатиме:

Загальна довжина ПЛ 0,4 кВ 18,1 тис. км

61 798 000 кВт\*год / 18,1 тис. км = 3 414 кВт\*год на 1 км,

або в грошовому еквіваленті 3 414  х 1,68 = 5 735,52 грн. на 1 км,

де 1,68 грн. вартість однієї кВт\*год, без ПДВ.

При заміні проводу на ізольований недовідпуск електричної енергії пов'язаний з аварійними пошкодженнями на ПЛ 0,4 кВ зменшиться на:

2,106 х 5 735,52 = 11815,17 грн.

Безоблікове споживання електроенергії на ПЛ 0,4 кВ за 2017 рік становило 5870000 кВт\*год.

Середня величина безоблікового споживання електроенергії на 1 км повітряної лінії складає:

5 870 000 кВт\*год. /18,1 тис. км. = 324,3 кВт\*год. на 1 км;

При заміні проводу на ізольований безоблікове споживання електроенергії зменшиться на

2,106 х 324,3 = 668,06 кВт\*год,

або в грошовому еквіваленті 668,06 х 1,68 = 1122,34 грн.

По існуючим середнім розцінкам в комунальних господарствах Чернігівської області вартість розчистки 1 км повітряної лінії складає 12 500 грн. При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ протяжністю 2,106 км економія коштів на розчистку ліній становитиме 25750 грн.

В середньому на 1 км лінії для підтримки її функціонуючого технічного стану витрачається 14000 грн. При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ протяжністю 2,106 км економія коштів становитиме 28840 грн.

Річне споживання електричної енергії по даному об’єкту в середньому становить 3354010 кВт\*год. При цьому в більшості абонентів установлені лічильники електричної енергії з класом точності 2,5. При даній похибці кількість недорахованої за рік електричної енергії складе Е1=(3354010\*2,5%)/100%=83850,25 кВт\*год.

При реконструкції будуть встановлені лічильники з класом точності 1. При даній похибці кількість недорахованої за рік електричної енергії складе Е2=(3354010\*1%)/100%=33540,1 кВт\*год.

Економія складе:

Е=Е1-Е2=83850,25-33540,1=50310,15 кВт\*год,

або в грошовому еквіваленті:

50310,15х1,68=84521,05 грн

При заміні проводу на ізольований зменшиться ТВЕ на

2,06 х 2 200 кВт\*год = 4532 кВт\*год,

де – 2200 кВт\*год норма ефективності заходів по зниженню ТВЕ

або в грошовому еквіваленті:

4532 х 1,68 = 7613,76 грн.

Вартість матеріалів отриманих від демонтажу на 1 км лінії становить 30 311 грн., а на 2,106 км –  62440,66грн.

де: провід А-35 - 393 кг х 27 грн. = 10611 грн.;

стояк СВ – 9,5 – 10 шт. х 1100 грн. = 11000 грн.;

ізолятори - ТФ 18 – 120 шт. х 35 грн. = 4200 грн.;

приставки з/б - 30 шт. х 150 грн. = 4500 грн.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці 1.2.

Термін окупності складатиме:

**,** де

(2192630 – 62440,66) / (11815,17+1122,34+25750+28840+84521,05+7613,76) = **13,3 років.**

**1.1.2.5.14 Реконструкція ПЛ 04 кВ Л-Березанська, Л-Гаражи, Л-Чайковського, Толстого від ЗТП-1102 в м.Ніжин, Ніжинського району Чернігівської області**

Інвестиційною програмою 2019 року заплановано по м. Чернігів, Чернігівського району, Чернігівської області, реконструювати **ПЛ-0,4 кВ Л-Березанська, Л-Гаражи, Л-Чайковського, Толстого від ЗТП-1102** з використанням самоутримних ізольованих проводів загальною протяжністю 5,86 км. ПЛ 0,4 кВ введена в експлуатацію 1978 р. На 01.01.2018 року технічний стан мереж характеризується як незадовільний.

Характеристика існуючого об’єкту:

Силовий трансформатор ЗТП №1102 (1х320кВА) завантажений при вечірньому максимумі більше 100%.

Абоненти, підключені до ЗТП №1102:

* Потужність згідно програми «Енерго» – 1340,5 кВт;
* Розрахункове навантаження – 413,11 кВт.

**ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1102 м. Ніжин Л – Березанська**

Рік вводу в експлуатацію лінії – 1978 р.

Згідно Акту технічного обстеження, проведеного спеціалістами (інженерно-технічними працівниками) ВП Ніжинський РЕМ визначено дефектним наступне обладнання:

1. Стояки дерев’яні цільностоякових дерев’яних опор на з/б приставці (в тому числі підкоси) – 15 шт. (88,3% від загальної кількості);

2. Приставки залізобетонні – 9 шт. (52,9 % від загальної кількості);

3. Проводи дефектні – (А-35, А-16) – 1,42 км. (26,4 % від загальної кількості);

4. Відгалуження від опор ПЛ до вводів – 19 шт. (26,1 % від загальної кількості);

Відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» ПЛ вимагає реконструкції, а саме по ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1102 м. Ніжин Л – Березанка значення коефіцієнту дефектності (КДН) складає 25,3 %.

Комісія ВП Ніжинський РЕМ в складі головного інженера, начальника ВЕВ, майстрів НМД та ТП-РП-1 визначила, що ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1102 м. Ніжин Л – Березанка знаходиться в незадовільному стані і потребує першочергової реконструкції.

Від ПЛ здійснюється електропостачання 124 споживачам електричної енергії.

По замірам рівень напруги в контрольних точках ПЛ (у найбільш віддалених споживачів) склав 188 В.

Навантаження по ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1102 м. Ніжин Л - Березанка становить:

2013 (зима) рік ф. «А» - 5 А, ф «В» - 46А, ф. «С» - 56 А.

2014 (зима) рік ф. «А» - 17 А, ф «В» - 43 А, ф. «С» - 66 А.

2015 (зима) рік ф. «А» - 11 А, ф «В» - 73 А, ф. «С» - 67 А.

2016 (зима ) рік ф. «А» - 7 А, ф «В» - 80 А, ф. «С» - 93 А.

2017 (зима) рік ф. «А» - 23 А, ф «В» - 63 А, ф. «С» - 75 А.

2018 (зима) рік ф. «А» - 14 А, ф «В» - 85 А, ф. «С» - 81 А.

Апарати захисту вибрані не по струму к.з., а по режиму навантаження мережі. Встановлено запобіжники, з плавкою вставкою 400 А.

Протяжність ПЛ-0,4 кВ Л – Березанка від ЗТП-1102 м. Ніжин становить 1,66 км.

Останній капітальний ремонт проведений в 2008 році, під час якого проведено наступні роботи: заміна опор, перетягування проводів, розчищення траси, монтаж контурів заземлення, нумерація опор.

По даній лінії зафіксовані технологічні відключення:

2013 – 2 шт, 2014 – 2 шт., 2017 – 5 шт., 2018 – 2 шт.

В Ніжинському РЕМі зареєстровано 3 звернення стосовно технічного стану ПЛ-0,4 кВ та низької напруги.

За аналізом наданої документації та оглядом об’єкту з виїздом представників Держенергонагляду на місце встановлено наступне:

* залізобетонні опори мають вибоїни бетону та повздовжні тріщини;
* на дерев’яних опорах на з/б приставках сліди загнивання деревини та ослаблення кріплення бандажів;
* велика кількість дефектних ділянок магістральних проводів та вводів до будинків (понаднормовою кількістю з’єднань в одному прогоні та невідповідним перерізом проводу);
* траверси опор в наслідок тривалої експлуатації мають корозію металу та деформаційні ушкодження;
* відстань по горизонталі від проводів вводу до житлових будинків (розташованих на протиле-жному боці вулиці) до проїжджої частини вулиці менше нормованого значення;
* на ділянці опор №№2/10-2/13 виконано сумісний підвіс з неізольованими проводами ПЛ-10 кВ, відстань від проводів ПЛ-0,4 кВ до землі не відповідає вимогам ПУЕ;
* по всій довжині ПЛ велика кількість фруктових дерев, що ускладнює організацію робіт по розчищенню трас від кущів та дерев.

**ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1102 м. Ніжин Л – Гаражи**

Рік вводу в експлуатацію лінії – 1978 р.

Згідно Акту технічного обстеження, проведеного спеціалістами (інженерно-технічними працівниками) ВП Ніжинський РЕМ визначено дефектним наступне обладнання:

1. Стояки дерев’яні цільностоякових дерев’яних опор на з/б приставці (в тому числі підкоси) – 18 шт. (60 % від загальної кількості);

2. Приставки залізобетонні – 8 шт. (27,7 % від загальної кількості);

3. Проводи дефектні – (А-35, А-25, А-16) – 2,4 км. (39,9 % від загальної кількості);

4. Відгалуження від опор ПЛ до вводів – 14 шт. (29,8 % від загальної кількості);

Відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» ПЛ вимагає реконструкції, а саме по ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1102 м. Ніжин Л – Гаражі значення коефіцієнту дефектності (КДН) складає 33,57 %.

Комісія ВП Ніжинський РЕМ в складі головного інженера, начальника ВЕВ, майстрів НМД та ТП-РП-1 визначила, що ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1102 м. Ніжин Л – Гаражі знаходиться в незадовільному стані і потребує першочергової реконструкції.

Від ПЛ здійснюється електропостачання 59 споживачам електричної енергії.

По замірам рівень напруги в контрольних точках ПЛ (у найбільш віддалених споживачів) склав 172 В (протоколи додаються).

Навантаження по ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1102 м. Ніжин Л - Березанка становить (протоколи додаються):

2013 (зима) рік ф. «А» - 16 А, ф «В» - 25 А, ф. «С» - 15 А.

2014 (зима) рік ф. «А» - 27 А, ф «В» - 27 А, ф. «С» - 33 А.

2015 (зима) рік ф. «А» - 22 А, ф «В» - 33 А, ф. «С» - 21 А.

2016 (зима ) рік ф. «А» - 31 А, ф «В» - 35 А, ф. «С» - 27 А.

2017 (зима) рік ф. «А» - 27 А, ф «В» - 41 А, ф. «С» - 23 А.

2018 (зима) рік ф. «А» - 36 А, ф «В» - 33 А, ф. «С» - 23 А.

Апарати захисту вибрані не по струму к.з., а по режиму навантаження мережі. Встановлено запобіжники, з плавкою вставкою 250 А.

Протяжність ПЛ-0,4 кВ Л – Гаражі від ЗТП-1102 м. Ніжин становить 1,764 км.

Останній капітальний ремонт проведений в 2008 році, під час якого проведено наступні роботи: заміна опор, перетягування проводів, розчищення траси, монтаж контурів заземлення, нумерація опор.

По даній лінії зафіксовані технологічні відключення:

2012 – 2 шт., 2014 – 4 шт., 2015 – 2 шт., 2017 – 3 шт., 2018 – 3 шт.

В Ніжинському РЕМі зареєстровано 5 звернень стосовно технічного стану ПЛ-0,4 кВ та низької напруги.

За аналізом наданої документації та оглядом об’єкту з виїздом представників інспекції Держенергонагляду на місце встановлено наступне:

* залізобетонні опори мають вибоїни бетону та повздовжні тріщини;
* на дерев’яних опорах на з/б приставках сліди загнивання деревини та ослаблення кріплення бандажів;
* велика кількість дефектних ділянок магістральних проводів та вводів до будинків (понаднормовою кількістю з’єднань в одному прогоні та невідповідним перерізом проводу);
* траверси опор в наслідок тривалої експлуатації мають корозію металу та деформаційні ушкодження;
* по всій довжині ПЛ велика кількість фруктових дерев, що ускладнює організацію робіт по розчищенню трас від кущів та дерев.
* відстань по горизонталі від проводів вводу до житлових будинків (розташованих на протиле-жному боці вулиці) до проїжджої частини вулиці менше нормованого значення

**ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1102 м. Ніжин Л – Чайковського, Толстого**

Рік вводу в експлуатацію лінії – 1978 р.

Згідно Акту технічного обстеження, проведеного спеціалістами (інженерно-технічними працівниками) ВП Ніжинський РЕМ визначено дефектним наступне обладнання:

1. Стояки дерев’яні цільностоякових дерев’яних опор на з/б приставці (в тому числі підкоси) – 17 шт. (89,5 % від загальної кількості);

2. Приставки залізобетонні – 9 шт. (30 % від загальної кількості);

3. Проводи дефектні – (А-35, А-25, А-16) – 2,1 км. (29,2 % від загальної кількості);

4. Відгалуження від опор ПЛ до вводів – 24 шт. (12,2 % від загальної кількості);

5. Стояки залізобетонні (в тому числі підкоси) – 2 шт. (5,6 % від загальної кількості);

Відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» ПЛ вимагає реконструкції, а саме по ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1102 м. Ніжин Л – Чайковського, Толстого значення коефіцієнту дефектності (КДН) складає 25,48 %.

Комісія ВП Ніжинський РЕМ в складі головного інженера, начальника ВЕВ, майстрів НМД та ТП-РП-1 визначила, що ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1102 м. Ніжин Л – Чайковського, Толстого знаходиться в незадовільному стані і потребує першочергової реконструкції.

Від ПЛ здійснюється електропостачання 164 споживачам електричної енергії.

По замірам рівень напруги в контрольних точках ПЛ (у найбільш віддалених споживачів) склав 181 В (протоколи додаються).

Навантаження по ПЛ 0,4 кВ від ЗТП-1102 м. Ніжин Л - Чайковського, Толстого становить (протоколи додаються):

2013 (зима) рік ф. «А» - 76 А, ф «В» - 29 А, ф. «С» - 60 А.

2014 (зима) рік ф. «А» - 41 А, ф «В» - 98 А, ф. «С» - 63 А.

2015 (зима) рік ф. «А» - 68 А, ф «В» - 105 А, ф. «С» - 67 А.

2016 (зима ) рік ф. «А» - 100 А, ф «В» - 115 А, ф. «С» - 112 А.

2017 (зима) рік ф. «А» - 52 А, ф «В» - 103 А, ф. «С» - 78 А.

2018 (зима) рік ф. «А» - 79 А, ф «В» - 83 А, ф. «С» - 84 А.

Апарати захисту вибрані не по струму к.з., а по режиму навантаження мережі. Встановлено запобіжники, з плавкою вставкою 400 А.

Протяжність ПЛ-0,4 кВ Л – Чайковського, Толстого від ЗТП-1102 м. Ніжин становить 2,238 км.

Останній капітальний ремонт проведений в 2008 році, під час якого проведено наступні роботи: заміна опор, перетягування проводів, розчищення траси, монтаж контурів заземлення, нумерація опор.

По даній лінії зафіксовані технологічні відключення:

2013 – 1 шт., 2014 – 2 шт., 2015 – 1 шт., 2017 – 6 шт., 2018 – 1 шт.

В Ніжинському РЕМі зареєстровано 2 звернення (з них 1 колективна) стосовно технічного стану ПЛ-0,4 кВ та низької напруги.

За аналізом наданої документації та оглядом об’єкту з виїздом представників інспекції Держенергонагляду на місце встановлено наступне:

* залізобетонні опори мають вибоїни бетону та повздовжні тріщини;
* на дерев’яних опорах на з/б приставках сліди загнивання деревини та ослаблення кріплення бандажів;
* велика кількість дефектних ділянок магістральних проводів та вводів до будинків (понаднормовою кількістю з’єднань в одному прогоні та невідповідним перерізом проводу);
* траверси опор в наслідок тривалої експлуатації мають корозію металу та деформаційні ушкодження;
* по всій довжині ПЛ велика кількість фруктових дерев, що ускладнює організацію робіт по розчищенню трас від кущів та дерев.

Проектом передбачається заміна проводу А-50 на СІП (4х70). Кількість, марки і перерізи проводів вибрані відповідно до навантажень по мінімуму приведених затрат та згідно вимог ГІД 34.20.178:2005. Проектування електричних мереж напругою 0,4 – 110 кВ.

* Договірна потужність 1340,5 кВт.
* Дані щодо довжин ліній до споживачів, кількості споживачів та споживання наведені у таблиці № 1.

ПАТ ПТІ «Київоргбуд» за рахунок інвестиційної програми 2017 року виконало проект «Реконструкція ПЛ 0,4 кВ Л-Березанська, Л-Гаражi, Л-Чайковського, Толстого від ЗТП-1102 в м. Нiжин Нiжинського району, Чернігівської області».

Проектом передбачено:

* реконструкція мереж ПЛ 0,4 кВ з заміною неізольованого проводу на СІП;
* монтаж виносних однофазних та трифазних шаф обліку;
* будівництво КЛ 10 кВ довжиною 0,585 км;
* встановлення розвантажувальної КТП 10/0,4 кВ потужністю 250 кВА – 1 шт;

При реконструкції будуть використовуватися наступні основні матеріали:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| СІП 4х95 | км | 1,837 |
| СІП 4х70 | км | 1,709 |
| СІП 4х50 | км | 1,593 |
| СІП 4х25 | км | 0,369 |
| СІП 4х16 | км | 0,279 |
| СІП 2х25 | км | 0,363 |
| СІП 2х16 | км | 8,102 |
| КТПК-250/10/0,4-У1 | шт. | 1 |
| ТМГ-100кВА | компл. | 1 |
| Опори СВ95 | шт. | 45 |
| Опори СВ105 | шт. | 136 |
| Опори СК | шт. | 10 |

По розрахунковим даним, зазначених в проекті №2260 потрібно встановити розвантажувальну підстанцію потужністю 250 кВА та виконати реконструкції ПЛ 0,4 кВ Л-Березанська, Л-Гаражi, Л-Чайковського, Толстого від ЗТП-1102, що передбачено проектом. Згідно розрахунків зазначених в проекті №2260 після розділення ПЛ-0,4 кВ до новозбудованої КТП 10/0,4 кВ буде приєднано існуючих абонентів, розрахункова потужність яких становить – 206 кВА. Після реалізації проекту №2260 навантаження існуючої ЗТП-1102 складатиме 155 кВА (50 %), а розвантажувальної КТП(н) – 206 кВА (80%).

Кошторисна вартість робіт по реконструкції **ПЛ 0,4 кВ Л-Березанська, Л-Гаражи, Л-Чайковського, Толстого від ЗТП-1102 в м.Ніжин, Ніжинського району Чернігівської області** протяжністю 5,86 км складає 10 824,404 тис.грн. без ПДВ. Інвестиційною програмою 2019 року на реалізацію даного проекту передбачено 8170,52 тис.грн. без ПДВ, який буде виконано в повному обсязі.

Реалізація проекту дасть можливість підвищити показники індексів надійності, що в свою чергу покращить та зменшить недовідпуск електричної енергії, а також забезпечить надійне функціонування соціально-важливих об’єктів та інфраструктури м.Ніжин.

**Економічний ефект від впровадження заходу**

Недовідпуск електричної енергії пов’язаний з аварійними пошкодженнями на ПЛ 0,4 кВ за 2017 рік становив 61 798 000 кВт\*год.

На 1 км лінії недовідпуск складатиме:

Загальна довжина ПЛ 0,4 кВ 18,1 тис. км

61 798 000 кВт\*год / 18,1 тис. км = 3 414 кВт\*год на 1 км,

або в грошовому еквіваленті 3 414  х 1,68 = 5 735,52 грн. на 1 км,

де 1,68 грн. вартість однієї кВт\*год, без ПДВ.

При заміні проводу на ізольований недовідпуск електричної енергії пов'язаний з аварійними пошкодженнями на ПЛ 0,4 кВ зменшиться на:

5,86 х 5 735,52 = 33610,15 грн.

Безоблікове споживання електроенергії на ПЛ 0,4 кВ за 2017 рік становило 5870000 кВт\*год.

Середня величина безоблікового споживання електроенергії на 1 км повітряної лінії складає:

5 870 000 кВт\*год. /18,1 тис. км. = 324,3 кВт\*год. на 1 км;

При заміні проводу на ізольований безоблікове споживання електроенергії зменшиться на

5,86 х 324,3 = 1900,4 кВт\*год,

або в грошовому еквіваленті 1900,4 х 1,68 = 3192,67 грн.

По існуючим середнім розцінкам в комунальних господарствах Чернігівської області вартість розчистки 1 км повітряної лінії складає 12 500 грн. При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ протяжністю 5,86 км економія коштів на розчистку ліній становитиме 73250 грн.

В середньому на 1 км лінії для підтримки її функціонуючого технічного стану витрачається 14000 грн. При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ протяжністю 5,86 км економія коштів становитиме 82040 грн.

Річне споживання електричної енергії по даному об’єкту в середньому становить 6158362 кВт\*год. При цьому в більшості абонентів установлені лічильники електричної енергії з класом точності 2,5. При даній похибці кількість недорахованої за рік електричної енергії складе Е1=(6158362\*2,5%)/100%=153959,1 кВт\*год.

При реконструкції будуть встановлені лічильники з класом точності 1. При даній похибці кількість недорахованої за рік електричної енергії складе Е2=(6158362\*1%)/100%=61583,62 кВт\*год.

Економія складе:

Е=Е1-Е2=153959,1-61583,62=92375,48 кВт\*год,

або в грошовому еквіваленті:

92375,48х1,68=155190,8 грн

При заміні проводу на ізольований зменшиться ТВЕ на

5,86 х 2 200 кВт\*год = 12892 кВт\*год,

де – 2200 кВт\*год норма ефективності заходів по зниженню ТВЕ

або в грошовому еквіваленті:

12892 х 1,68 = 21658,56 грн.

Вартість матеріалів отриманих від демонтажу на 1 км лінії становить 30 311 грн., а на 5,86 км – 177622,46грн.

де: провід А-35 - 393 кг х 27 грн. = 10611 грн.;

стояк СВ – 9,5 – 10 шт. х 1100 грн. = 11000 грн.;

ізолятори - ТФ 18 – 120 шт. х 35 грн. = 4200 грн.;

приставки з/б - 30 шт. х 150 грн. = 4500 грн.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці 1.2.

Термін окупності складатиме:

**,** де

(8170520 – 177622,46) / (33610,15+1900,4+73250+82040+155190,8+21658,56) = **21,7** **роки.**

**1.1.2.5.15 Реконструкція КЛ 0,4 кВ "ТП 136 Любечская,2" в м. Чернігів, Чернігівської області**

**КЛ 0,4 кВ «ТП 136 Любечская,2»** протяжністю 0,462 км в м. Чернігів введена в експлуатацію в 1969 році. Станом на 01.01.2018 року технічний стан КЛ 0,4 кВ «ТП 136 Любечская,2» в м. Чернігів характеризується як незадовільний. На кабельній лінії змонтовано 10 з’єднувальних муфт. Кабель має корозійне пошкодження ізоляції.

Характеристика існуючого об’єкту

Термін експлуатації кабельної лінії становить – 51 рік.

Загальна довжина КЛ – 0,460 км, яка складається з двох ділянок:

- ААШв 3×50мм2 довжиною 0,135 км.;

- АСБ 3×50+1х25 мм2 довжиною 0,325 км.

Кількість встановлених з’єднувальних муфт – 13 шт.

Перетини КЛ з інженерними спорудами відсутні.

Необхідна кількість проколів під залізничними коліями та автомобільними дорогами – 0 шт.

Від КЛ здійснюється електропостачання 58 споживачам електроенергії 3 категорії з надійності.

Результати навантаження за останні п’ять років:

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| Навантаження (І), А | 83 | 90 | 46 | 59 | 48 |

Кількість технологічних порушень, зафіксованих за останні 5 років:

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| Кількість технологічних порушень, шт. | – | – | 1 | 1 | – |

Згідно Акту технічного обстеження, проведеного спеціалістами (інженерно-технічними працівниками) ВП Чернігівські МЕМ визначено наступне:

Причини пошкодження КЛ: розкриття зовнішньої ізоляції. Комісія ВП Чернігівські МЕМ в складі заступника головного інженера з РМ, начальника служби розподільчих мереж, старшого майтра, майстра дільниці КЛ визначила, що КЛ-0,4 кВ «ТП-136 Любеческая, 2» знаходиться у незадовільному стані і потребує першочергової реконструкції.

ПАТ Проектно-технологічний інститут «КИЇВОРГБУД» за рахунок інвестиційної програми 2017 року виконало робочий проект «Реконструкція КЛ-0,4 кВ "ТП-136, Любечская 2" в м.Чернігів Чернігівської області».

Проектом передбачається прокласти кабельну лінію від ТП-136 до житлового будинку №17/2 по вул. Любечской м. Чернігів.

При реконструкції будуть використовуватися наступні основні матеріали:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Кабель силовий на напругу 1 кВ АВБбШв 4 х 95( ож )-1 м | м | 460 |

До прокладання приймається кабель силовий з алюмінієвими жилами, з ізоляцією із ПВХ пластикату, броньований сталевими оцинкованими стрічками, із захисними шлангами з ПВХ пластикату АВБбШв 4х95.

Кошторисна вартість робіт по реконструкції **КЛ 0,4 кВ "ТП 136 Любечская,2" в м. Чернігів, Чернігівської області** протяжністю 0,45 км складає 700,815 тис.грн. без ПДВ. Інвестиційною програмою 2019 року на реалізацію даного проекту передбачено 415,17 тис.грн. без ПДВ, який буде виконано в повному обсязі.

Реалізація проекту дасть можливість підвищити показники індексів надійності, що в свою чергу покращить та зменшить недовідпуск електричної енергії, а також забезпечить надійне функціонування соціально-важливих об’єктів та інфраструктури м.Чернігів.

**Економічний ефект від впровадження заходу**

1. Недовідпуск електричної енергії за рік повязаний з виходом з ладу КЛ-0,4 кВ в середньому складає 2070 кВт\*год на рік.

Втрати, що пов’язані з недовідпуском в грошовому еквіваленті складають, грн:



Де W- кількість недовідпущених кВт\*год;

В- середня вартість 1 кВт\*год.

тис.грн

Додаткові витрати:



Вавр – виїзд бригад на аварійно відновлювальні роботи, допуск, пошук пошкодження – 3000 грн/рік;

Врем – ремонтні витрати (ремонт, матеріали) – 8000 грн/рік.



Річні втрати електроенергії в кабельній лінії до реконструкції складають, кВт :



Де I2- розрахунковий струм лінії, А;

Rуд- відносний активний опір кабелю, ом/км;

l – довжина лінії, км;

Т- час використання максимуму навантаження, год.

кВт

В грошовому еквіваленті:



грн

Сумарні витрати:



тис.грн

1. Початкова вартість реконструкції 831,60 тис. грн. без ПДВ

Річні втрати електроенергії в кабельній лінії після реконструкції складають, кВт :

кВт

В грошовому еквіваленті:



 тис.грн

Сумарні витрати після реконструкції:



 тис.грн

1. Економічний ефект:



тис.грн.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці 1.2.

1. Термін окупності складатиме:

**,** де

415,17 / 70,84 = **5,9 років.**

**1.1.2.5.16 Реконструкція КЛ 0,4 кВ "ТП 141 ПОР, 93" в м. Чернігів, Чернігівської області**

**КЛ 0,4 кВ «ТП 141 ПОР, 93»** протяжністю 0,203 км в м. Чернігів введена в експлуатацію в 1965 році. Станом на 01.01.2018 року технічний стан КЛ 0,4 кВ «ТП 141 ПОР, 93» в м. Чернігів характеризується як незадовільний. На кабельній лінії змонтовано 13 з’єднувальних муфт. Кабель має корозійне пошкодження ізоляції.

Характеристика існуючого об’єкту

Строк експлуатації кабельної лінії становить 55 років.

Загальна довжина КЛ – 0,360 км, яка складається з двох ділянок:

- АСБ 3×70 + 1×35 мм2 довжиною 0,200 км.;

- АПВБ 3×50 + 1×25мм2 довжиною 0,160 км.

Кількість встановлених з’єднувальних муфт – 13 шт.

Перетини КЛ з інженерними спорудами: - 1 шт., в т.ч.

з автомобільними дорогами – 1 шт.

Необхідна кількість проколів під залізничними коліями та автомобільними дорогами – 0 шт.

Від КЛ здійснювалося електропостачання 56 споживачам електроенергії 3 категорії з надійності.

Результати навантаження за останні п’ять років відсутні в зв’язку з тим що дана КЛ-0,4 кВ заходиться в пошкодженому стані, понад 5 років, а електропостачання споживачів здійснюється через резервну лінію.

Кількість технологічних порушень, зафіксованих за останні п’ять років – відсутні.

Згідно Акту технічного обстеження, проведеного спеціалістами (інженерно-технічними працівниками) ВП Чернігівські МЕМ визначено наступне:

Комісія ВП Чернігівські МЕМ в складі заступника головного інженера з РМ, начальника служби розподільчих мереж, старшого майтра, майстра дільниці КЛ визначила, що КЛ-0,4 кВ «ТП-141 ПОР, 93» тривалий час знаходиться у пошкодженому стані та не підлягає відновленню у зв’язку з пошкодженням зовнішньої ізоляції при прокладанні (протокол випробування ізоляції кабельної лінії додається). З метою забезпечення споживачів електроенергією по КЛ-0,4 кВ «ТП-141 ПОР, 93» є необхідність прокладення нової кабельної лінії.

ПАТ Проектно-технологічний інститут «КИЇВОРГБУД» за рахунок інвестиційної програми 2017 року виконало робочий проект «Реконструкція КЛ-0,4 кВ " ТП-141 ПОР, 93" в м.Чернігів Чернігівської області».

Проектом передбачається реконструкція кабельних ліній 0,4 кВ від існуючої ТП-141 до житлового будинку №15/93 по вул. П'ятницька м.Чернігів, Чернігівської області.

При реконструкції будуть використовуватися наступні основні матеріали:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Кабель силовий на напругу 1 кВ АВБбШв 4 х 95( ож )-1 | м | 202 |

До прокладання приймається кабель силовий з алюмінієвими жилами, з ізоляцією із ПВХ пластикату, броньований сталевими оцинкованими стрічками, із захисними шлангами з ПВХ пластикату АВБбШв 4х95.

Кошторисна вартість робіт по реконструкції **КЛ 0,4 кВ "ТП 141 ПОР, 93" в м. Чернігів, Чернігівської області** протяжністю 0,20 км складає 520,127 тис.грн. без ПДВ. Інвестиційною програмою 2019 року на реалізацію даного проекту передбачено 346,36 тис.грн. без ПДВ, який буде виконано в повному обсязі.

Реалізація проекту дасть можливість підвищити показники індексів надійності, що в свою чергу покращить та зменшить недовідпуск електричної енергії, а також забезпечить надійне функціонування соціально-важливих об’єктів та інфраструктури м.Чернігів.

**Економічний ефект від впровадження заходу**

1. Недовідпуск електричної енергії за рік повязаний з виходом з ладу КЛ-0,4 кВ в середньому складає 1725 кВт\*год на рік.

Втрати, що пов’язані з недовідпуском в грошовому еквіваленті складають, грн:



Де W- кількість недовідпущених кВт\*год;

В- середня вартість 1 кВт\*год.

тис.грн

Додаткові витрати:



Вавр – виїзд бригад на аварійно відновлювальні роботи, допуск, пошук пошкодження – 3000 грн/рік;

Врем – ремонтні витрати (ремонт, матеріали) – 8000 грн/рік.



Річні втрати електроенергії в кабельній лінії до реконструкції складають, кВт :



Де I2- розрахунковий струм лінії, А;

Rуд- відносний активний опір кабелю, ом/км;

l – довжина лінії, км;

Т- час використання максимуму навантаження, год.

кВт

В грошовому еквіваленті:



грн

Сумарні витрати:



тис.грн

1. Початкова вартість реконструкції 365,40 тис.грн. без ПДВ.

Річні втрати електроенергії в кабельній лінії після реконструкції складають, кВт :

кВт

В грошовому еквіваленті:



 тис.грн

Сумарні витрати після реконструкції:



 тис.грн

1. Економічний ефект:



тис.грн.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці 1.2.

1. Термін окупності складатиме:

**,** де

346,36 / 32,93 = **10,5 років.**

**1.1.2.5.17 Реконструкція КЛ 0,4 кВ "ТП 188 КИВЦ" в м. Чернігів, Чернігівської області**

**КЛ 0,4 кВ «ТП 188 КИВЦ»** протяжністю 0,39 км в м. Чернігів введена в експлуатацію в 1964 році. Станом на 01.01.2018 року технічний стан КЛ 0,4 кВ «ТП 188 КИВЦ» в м. Чернігів характеризується як незадовільний. На кабельній лінії змонтовано 9 з’єднувальних муфт. Кабель має корозійне пошкодження ізоляції.

Характеристика існуючого об’єкту

Термін експлуатації кабельної лінії становить – 56 років.

Загальна довжина КЛ - 0,300 км, якаї, виконана кабелем ААБ 3×120мм2.

Кількість встановлених з’єднувальних муфт – 9 шт.

Перетини КЛ з інженерними спорудами відсутні.

Необхідна кількість проколів під залізничними коліями та автомобільними дорогами – 0 шт.

Від КЛ здійснювалося електропостачання 1 споживачу електроенергії 3 категорії з надійності.

Результати навантаження за останні п’ять років відсутні в зв’язку з тим, що дана КЛ-0,4 кВ заходиться в пошкодженому стані, з 1999р., а електропостачання споживачів здійснюється через резервну лінію.

Кількість технологічних порушень, зафіксованих за останні п’ять років – відсутні.

Згідно Акту технічного обстеження, проведеного спеціалістами (інженерно-технічними працівниками) ВП Чернігівські МЕМ визначено наступне:

Комісія ВП Чернігівські МЕМ в складі заступника головного інженера з РМ, начальника служби розподільчих мереж, старшого майстра, майстра дільниці КЛ визначила, що КЛ-0,4 кВ «ТП-188 КИВИ» тривалий час знаходиться у пошкодженому стані та не підлягає відновленню у зв’язку з пошкодженням зовнішньої ізоляції. З метою забезпечення споживачів електроенергією по КЛ-0,4 кВ «ТП-188 КИВЦ» є необхідність прокладення нової кабельної лінії.

ПАТ Проектно-технологічний інститут «КИЇВОРГБУД» за рахунок інвестиційної програми 2017 року виконало робочий проект «Реконструкція КЛ-0,4 кВ "ТП 188 КИВЦ" в м.Чернігів Чернігівської області».

Проектом передбачається прокласти кабельну лінію від ТП-188 до електрощитової будинку №6 по вул. Воровського м.Чернігів, Чернігівської області. До прокладання приймається кабель силовий з алюмінієвими жилами, з ізоляцією із ПВХ пластикату, броньований сталевими оцинкованими стрічками, із захисними шлангами з ПВХ пластикату АВБбШв 4х50.

При реконструкції будуть використовуватися наступні основні матеріали:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Кабель силовий на напругу 1 кВ АВБбШв 4 х 50( ож )-1 | м | 380 |

Кошторисна вартість робіт по реконструкції **КЛ 0,4 кВ "ТП 188 КИВЦ" в м. Чернігів, Чернігівської області** протяжністю 0,37 км складає 876,755 тис.грн. без ПДВ. Інвестиційною програмою 2019 року на реалізацію даного проекту передбачено 580,59 тис.грн. без ПДВ, який буде виконано в повному обсязі.

Реалізація проекту дасть можливість підвищити показники індексів надійності, що в свою чергу покращить та зменшить недовідпуск електричної енергії, а також забезпечить надійне функціонування соціально-важливих об’єктів та інфраструктури м.Чернігів.

**Економічний ефект від впровадження заходу**

1. Недовідпуск електричної енергії за рік повязаний з виходом з ладу КЛ-0,4 кВ в середньому складає 1922 кВт\*год на рік.

Втрати, що пов’язані з недовідпуском в грошовому еквіваленті складають, грн:



Де W- кількість недовідпущених кВт\*год;

В- середня вартість 1 кВт\*год.

тис.грн

Додаткові витрати:



Вавр – виїзд бригад на аварійно відновлювальні роботи, допуск, пошук пошкодження – 3000 грн/рік;

Врем – ремонтні витрати (ремонт, матеріали) – 8000 грн/рік.



Річні втрати електроенергії в кабельній лінії до реконструкції складають, кВт :



Де I2- розрахунковий струм лінії, А;

Rуд- відносний активний опір кабелю, ом/км;

l – довжина лінії, км;

Т- час використання максимуму навантаження, год.

кВт

В грошовому еквіваленті:



грн

Сумарні витрати:



тис.грн

1. Початкова вартість реконструкції 698,40 тис.грн. без ПДВ.

Річні втрати електроенергії в кабельній лінії після реконструкції складають, кВт :

кВт

В грошовому еквіваленті:



 тис.грн

Сумарні витрати після реконструкції:



 тис.грн

1. Економічний ефект:



тис.грн.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці 1.2.

1. Термін окупності складатиме:

**,** де

580,59 / 40,77 = **14,2** **років.**

**1.1.2.5.18 Реконструкція КЛ 0,4 кВ "ТП 251 Госбанк" в м. Чернігів, Чернігівської області**

**КЛ 0,4 кВ «ТП 251 Госбанк»** протяжністю 0,294 км в м. Чернігів введена в експлуатацію в 1980 році. Станом на 01.01.2018 року технічний стан КЛ 0,4 кВ «ТП 251 Госбанк» в м. Чернігів характеризується як незадовільний. На кабельній лінії змонтовано 15 з’єднувальних муфт. Кабель має корозійне пошкодження ізоляції.

Характеристика існуючого об’єкту

Строк експлуатації кабельної лінії становить 38 років.

Загальна довжина КЛ – 0,360 км, яка виконана кабелем ААБ 3×70мм2.

Кількість встановлених з’єднувальних муфт: 15 шт.

Перетини КЛ з інженерними спорудами: - 1 шт., в т.ч.-з автомобільними дорогами – 1 шт.

Необхідна кількість проколів під залізничними коліями та автомобільними дорогами – 0 шт.

Дана КЛ задіяна в електропостачанні 1 споживача 1-ї категорії надійності.

Результати навантаження за останні п’ять років:

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| Навантаження (І), А | 41 | - | - | - | - |

Результати вимірів навантаження за 2015-2018 роки відсутні в зв’язку з тим, що дана КЛ 0,4 кВ знаходиться в пошкодженому стані, а електропостачання споживача здійснюється через резервну лінію.

Згідно Акту технічного обстеження, проведеного спеціалістами (інженерно-технічними працівниками) ВП Чернігівські МЕМ визначено наступне:

Комісія ВП Чернігівські МЕМ в складі заступника головного інженера з РМ, начальника служби розподільчих мереж, старшого майстра, майстра дільниці КЛ визначила, що КЛ-0,4 кВ «ТП-251 Госбанк» знаходиться у пошкодженому стані та не підлягає відновленню у зв’язку з пошкодженням зовнішньої ізоляції. З метою забезпечення споживачів електроенергією по КЛ-0,4 кВ «ТП-251 Госбанк» є необхідність прокладення нової кабельної лінії.

ПАТ Проектно-технологічний інститут «КИЇВОРГБУД» за рахунок інвестиційної програми 2017 року виконало робочий проект «Реконструкція КЛ-0,4 кВ " ТП 251 Госбанк " в м.Чернігів Чернігівської області».

Проектом передбачається реконструкція КЛ 0,4 кВ «ТП-251 Госбанк» в м.Чернігів, Чернігівської області. До прокладання приймається кабель силовий з алюмінієвими жилами, з ізоляцією із ПВХ пластикату, броньований сталевими оцинкованими стрічками, із захисними шлангами з ПВХ пластикату АВБбШв 4х185.

При реконструкції будуть використовуватися наступні основні матеріали:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Кабель силовий на напругу 1 кВ АВБбШв 4х285(ож)-2 | м | 468 |

Кошторисна вартість робіт по реконструкції **КЛ 0,4 кВ "ТП 251 Госбанк" в м. Чернігів, Чернігівської області** протяжністю 0,23 км складає 735,169 тис.грн. без ПДВ. Інвестиційною програмою 2019 року на реалізацію даного проекту передбачено 487,65 тис.грн. без ПДВ, який буде виконано в повному обсязі.

Реалізація проекту дасть можливість підвищити показники індексів надійності, що в свою чергу покращить та зменшить недовідпуск електричної енергії, а також забезпечить надійне функціонування соціально-важливих об’єктів та інфраструктури м.Чернігів.

**Економічний ефект від впровадження заходу**

1. Недовідпуск електричної енергії за рік повязаний з виходом з ладу КЛ-0,4 кВ в середньому складає 1046 кВт\*год на рік.

Втрати, що пов’язані з недовідпуском в грошовому еквіваленті складають, грн:



Де W- кількість недовідпущених кВт\*год;

В- середня вартість 1 кВт\*год.

тис.грн

Додаткові витрати:



Вавр – виїзд бригад на аварійно відновлювальні роботи, допуск, пошук пошкодження – 3000 грн/рік;

Врем – ремонтні витрати (ремонт, матеріали) – 8000 грн/рік.



Річні втрати електроенергії в кабельній лінії до реконструкції складають, кВт :



Де I2- розрахунковий струм лінії, А;

Rуд- відносний активний опір кабелю, ом/км;

l – довжина лінії, км;

Т- час використання максимуму навантаження, год.

кВт

В грошовому еквіваленті:



грн

Сумарні витрати:



тис.грн

1. Початкова вартість реконструкції 529,20 тис. грн. без ПДВ.

Річні втрати електроенергії в кабельній лінії після реконструкції складають, кВт :

кВт

В грошовому еквіваленті:



 тис.грн

Сумарні витрати після реконструкції:



 тис.грн

1. Економічний ефект:



тис.грн.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці 1.2.

1. Термін окупності складатиме:

**,** де

487,65 / 40,29 = **12,1** **років.**

**1.1.2.5.19 Реконструкція КЛ 0,4 кВ "ЗТП-184 пр."Шевченко" в м. Прилуки, Прилуцького району, Чернігівської області**

**КЛ 0,4 кВ «ЗТП-184 пр."Шевченко»** протяжністю 0,23 км в м. Прилуки введена в експлуатацію в 1970 році. Станом на 01.01.2018 року технічний стан КЛ 0,4 кВ «ЗТП-184 пр."Шевченко» в м. Прилуки характеризується як незадовільний. На кабельній лінії змонтовано 3 з’єднувальних муфт. Кабель має корозійне пошкодження ізоляції.

Характеристика існуючого об’єкту

Строк експлуатації кабельної лінії становить 43 роки.

Загальна довжина – 0,600 км, яка виконана кабелем марки КРБК-3х25 мм2.

Кількість встановлених з’єднувальних муфт - 3 шт.

Перетини з інженерними спорудами: перетин з трьома газопровідними трубами.

Загальна кількість споживачів ІІІ категорії - 158 аб. (155 побутових споживачів, 3 юридичних споживача). Споживачі ІІ та І категорії відсутні.

Результати вимірів навантаження за останні 5 років:

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| Навантаження (І), А | 127 | 158 | 135 | 141 | 132 |

Кількість технологічних порушень, зафіксованих за останні 5 років:

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| Кількість технологічних порушень, шт. | 2 | 2 | - | - | – |

Інформація по технічному обслуговуванню та капітальним ремонтам КР на лінії не виконувався.

ТО: 13.05.2013 року; 03.11.2014 року; 04.11.2014 року; 18.09.2015 року; 19.09.2015 року.

Результати вимірювань напруги в кінці лінії в часи максимуму навантаження:

Фаза А – 210 В; фаза В – 205 В; фаза С – 208 В.

Згідно Акту технічного обстеження, проведеного спеціалістами (інженерно-технічними працівниками) ВП Прилуцький РЕМ визначено наступне:

Зовнішня броня даної КЛ має значні пошкодження внаслідок корозії металу, а ізоляція має значні тріщини через значний термін використання. Комісія визначила, що КЛ 04 кВ ЗТП 184 пр.вул.Шевченко знаходиться в незадовільному стані та потребує першочергової реконструкції.

ПАТ Проектно-технологічний інститут «КИЇВОРГБУД» за рахунок інвестиційної програми 2017 року виконало робочий проект «Реконструкція КЛ-0,4 кВ ЗТП-184 пр. вул. Шевченко» в м. Прилуки,Прилуцького району, Чернігівської області».

При реконструкції будуть використовуватися наступні основні матеріали:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Кабель силовий на напругу 1 кВ АВБбШв 4х185(ож)-1 | м | 239 |
| ОПН з проколюючим затискачем SЕ 46.344-10 | компл./шт. | 1/3 |

Проектом передбачається реконструкція КЛ-0,4 кВ «ЗТП-184 пр. вул. Шевченко» в м. Прилуки, Прилуцького району, Чернігівської області. До прокладання приймається чотирижильний кабель з алюмінієвими жилами, з ізоляцією із ПВХ пластикату, броньований сталевими оцинкованими стрічками, із захисним шлангом з ПВХ пластикату АВБбШв 4х185(ож)***.***

Кошторисна вартість робіт по реконструкції **КЛ 0,4 кВ "ЗТП-184 пр."Шевченко" в м. Прилуки, Прилуцького району, Чернігівської області** протяжністю 0,23 км складає 348,387 тис.грн. без ПДВ. Інвестиційною програмою 2019 року на реалізацію даного проекту передбачено 188,83 тис.грн. без ПДВ, який буде виконано в повному обсязі.

Реалізація проекту дасть можливість підвищити показники індексів надійності, що в свою чергу покращить та зменшить недовідпуск електричної енергії, а також забезпечить надійне функціонування соціально-важливих об’єктів та інфраструктури м.Прилуки.

**Економічний ефект від впровадження заходу**

1. Недовідпуск електричної енергії за рік повязаний з виходом з ладу КЛ-0,4 кВ в середньому складає 2046 кВт\*год на рік.

Втрати, що пов’язані з недовідпуском в грошовому еквіваленті складають, грн:



Де W- кількість недовідпущених кВт\*год;

В- середня вартість 1 кВт\*год.

тис.грн

Додаткові витрати:



Вавр – виїзд бригад на аварійно відновлювальні роботи, допуск, пошук пошкодження – 3000 грн/рік;

Врем – ремонтні витрати (ремонт, матеріали) – 8000 грн/рік.



Річні втрати електроенергії в кабельній лінії до реконструкції складають, кВт :



Де I2- розрахунковий струм лінії, А;

Rуд- відносний активний опір кабелю, ом/км;

l – довжина лінії, км;

Т- час використання максимуму навантаження, год.

кВт

В грошовому еквіваленті:



грн

Сумарні витрати:



тис.грн

1. Початкова вартість реконструкції 406,80 тис. грн. без ПДВ.

Річні втрати електроенергії в кабельній лінії після реконструкції складають, кВт :

кВт

В грошовому еквіваленті:



 тис.грн

Сумарні витрати після реконструкції:



 тис.грн

1. Економічний ефект:



тис.грн.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці 1.2.

1. Термін окупності складатиме:

**,** де

188,83 / 35,98 = **5,2** **років.**

**1.1.2.5.20 Реконструкція КЛ 0,4 кВ "ЗТП-184 пр. вул. Трьохсвятительська-Кустівська" в м. Прилуки, Прилуцького району, Чернігівської області**

**КЛ 0,4 кВ «ЗТП-184 пр. вул. Трьохсвятительська-Кустівська»** протяжністю 0,417 км в м. Прилуки введена в експлуатацію в 1974 році. Станом на 01.01.2018 року технічний стан КЛ 0,4 кВ «ЗТП-184 пр. вул. Трьохсвятительська-Кустівська» в м. Прилуки характеризується як незадовільний. На кабельній лінії змонтовано 4 з’єднувальних муфт. Кабель має корозійне пошкодження ізоляції.

Характеристика існуючого об’єкту

Строк експлуатації кабельної лінії становить 43 роки

Загальна довжина КЛ – 0,300 км, яка виконана кабелем КРБК-Зх25 мм2.

Кількість встановлених з’єднувальних муфт: 4 шт.

Перетини з інженерними спорудами: відсутні.

Необхідність проколів під дорогами (з/д коліями): відсутня.

Загальна кількість споживачів ІІІ категорії - 91 аб. (91 побутовий споживач). Споживачі ІІ та І категорії відсутні

Результати вимірів навантаження за останні 5 років:

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| Навантаження (І), А | 120 | 134 | 111 | 130 | 127 |

Кількість технологічних порушень, зафіксованих за останні 5 років:

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| Кількість технологічних порушень, шт. | 2 | 1 | - | - | – |

Скарги: 17.02.2014 року надійшла скарга на занижену напругу.

Інформація по технічному обслуговуванню та капітальним ремонтам КР на лінії не виконувався.

Результати вимірювань напруги в кінці лінії в часи максимуму навантаження:

Фаза А – 208 В; фаза В – 202 В; фаза С – 209 В.

Згідно Акту технічного обстеження, проведеного спеціалістами (інженерно-технічними працівниками) ВП Прилуцький РЕМ визначено наступне:

Зовнішня броня даної КЛ має значні пошкодження внаслідок корозії металу, а ізоляція має значні тріщини через значний термін використання. Комісія визначила, що КЛ 0,4 кВ ЗТП 184 пр.вул.Трьохсвятительська-Кустовська знаходиться в незадовільному стані та потребує першочергової реконструкцію.

ПАТ Проектно-технологічний інститут «КИЇВОРГБУД» за рахунок інвестиційної програми 2017 року виконало робочий проект «Реконструкція КЛ-0,4 кВ ЗТП-184 пр.Трьохсвятительська-Кустовська»в м. Прилуки,Прилуцького району, Чернігівської області».

При реконструкції будуть використовуватися наступні основні матеріали:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Кабель силовий на напругу 1 кВ АВБбШв 4х120(ож)-1 | м | 418 |
| ОПН з проколюючим затискачем SЕ 46.344-10 | компл./шт. | 1/3 |

Проектом передбачається реконструкція КЛ 0,4 кВ «ЗТП-184 пр. вул. Трьохсвятительська-Кустовська» в м. Прилуки, Прилуцького району, Чернігівської області. До прокладання приймається чотирижильний кабель з алюмінієвими жилами, з ізоляцією із ПВХ пластикату, броньований сталевими оцинкованими стрічками, із захисним шлангом з ПВХ пластикату АВБбШв 4х120 (ож)-1***.***

Кошторисна вартість робіт по реконструкції **КЛ 0,4 кВ "ЗТП-184 пр. вул. Трьохсвятительська-Кустівська" в м. Прилуки, Прилуцького району, Чернігівської області** протяжністю 0,41 км складає 612,901 тис.грн. без ПДВ**.** Інвестиційною програмою 2019 року на реалізацію даного проекту передбачено 356,64 тис.грн. без ПДВ, який буде виконано в повному обсязі.

Реалізація проекту дасть можливість підвищити показники індексів надійності, що в свою чергу покращить та зменшить недовідпуск електричної енергії, а також забезпечить надійне функціонування соціально-важливих об’єктів та інфраструктури м.Прилуки.

**Економічний ефект від впровадження заходу**

1. Недовідпуск електричної енергії за рік повязаний з виходом з ладу КЛ-0,4 кВ в середньому складає 3412 кВт\*год на рік.

Втрати, що пов’язані з недовідпуском в грошовому еквіваленті складають, грн:



Де W- кількість недовідпущених кВт\*год;

В- середня вартість 1 кВт\*год.

тис.грн

Додаткові витрати:



Вавр – виїзд бригад на аварійно відновлювальні роботи, допуск, пошук пошкодження – 3000 грн/рік;

Врем – ремонтні витрати (ремонт, матеріали) – 8000 грн/рік.



Річні втрати електроенергії в кабельній лінії до реконструкції складають, кВт :



Де I2- розрахунковий струм лінії, А;

Rуд- відносний активний опір кабелю, ом/км;

l – довжина лінії, км;

Т- час використання максимуму навантаження, год.

кВт

В грошовому еквіваленті:



грн

Сумарні витрати:



тис.грн

1. Початкова вартість реконструкції 750,60 тис.грн. без ПДВ.

Річні втрати електроенергії в кабельній лінії після реконструкції складають, кВт :

кВт

В грошовому еквіваленті:



 тис.грн

Сумарні витрати після реконструкції:



 тис.грн

1. Економічний ефект:



тис.грн.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці 1.2.

1. Термін окупності складатиме:

**,** де

356,64 / 56,3 = **6,3** **роки.**

**1.1.3 Будівництво нових ПС, РП та ТП усього, з них:**

**1.1.3.1 Будівництво трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ в м. Ічня, Ічнянського району, Чернігівської області**

На балансі Ніжинської нафтогазорозвідувальної експедиції по випробуванню свердловин знаходиться КТП-402 м.Ічня, до якої підключено 80 побутових та 6 юридичних споживачів та з якими укладені договори на розподіл електричної енергії з АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО».

Згідно листа № 100 від 10.09.2016 р., через відсутність власних підключених об’єктів, Ніжинська НГРЕВС планує найближчим часом демонтувати ТП-402, після чого 86 споживачів будуть позбавлені можливості користування електричною енергією.

Спроби врегулювати дане питання між АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» та Ніжинською НГРЕВС результату не дали.

Ситуація, що виникла, може привести до соціальної напруги серед населення та до судових позовів до АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» з приводу порушення умов договорів про розподіл електричної енергії. В цьому разі, Товариство втратить значні кошти на компенсацію населенню та покриття судових витрат.

ПАТ Проектно-технологічний інститут «КИЇВОРГБУД» за рахунок інвестиційної програми 2017 року виконало робочий проект будівництва трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ в м. Ічня, Ічнянського району, Чернігівської області.

При реконструкції будуть використовуватися наступні основні матеріали:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| КТПМ-К 250/10/0,4-У1 | шт | 1 |
| Роз'єднувач РЛНД-10/400 У1 | шт | 1 |
| привід ПРНЗ-10У1 | шт | 1 |
| Провід алюмінієвий неізольований | м | 28 |
| Кабель силовий з алюмінієвими жилами, з паперовою просоченою ізоляцією ААШв 3х50 - 1 | м | 6 |
| Кабель силовий з алюмінієвими жилами, з ізоляцією із ПВХ пластикату АВБбШвнг 4х70 - 1 | м | 25 |

Проектом передбачено виконати нове будівництво трансформаторної підстанції 10/0,4кВ на заміну існуючої абонентської трансформаторної підстанції КТП-402 з потужністю силового трансформатора 250 кВа, що знаходиться на балансі ДП НАК «Надра України» «Чернігівнафтогазгеологія», а саме:

Для ПЛ-10кВ:

-встановити Р-10 КТП (ново встановленої) на опорі №16 ПЛ-10кВ «РП-1-Автопарк» відгалуження до КТП-402 типу РЛНД-1-10-400 з приводом.

Для КТП 10/0,4кВ:

-виконати кіоскові (КТП міського типу), з повітряним вводом 10кВ та з кабельними виводами 0,4кВ;

-виконати монтаж фундаменту від КТП (нововстановленої);

- точка підключення Р-10 КТП (нововстановленої) на опорі №16 ПЛ-10кВ «РП-1-Автопарк» відгалуження до КТП-402;

-передбачити перенесення існуючих комерційних обліків встановлених в РУ-0,4кВ КТП-402 в нову ТП-10/0,4кВ. Лічильники повинні мати можливість до включення в АСКОЕ;

-передбачити організацію технічного обліку активної та реактивної енергії в РУ-0,4кВ. Лічильники повинні мати можливість до включення в ЛОЗОД (АСКОЕ).

До трансформаторів:

- встановлення комплектної трансформаторної підстанції потужністю 250кВА з трансформатором ТМГ-250/10-У1;

- встановлення ОПН для захисту силових трансформаторів та електрообладнання на шинах РУ та для захисту вводів 10кВ силового трансформатора;

До комплектації РУ-10кВ:

- встановлення головного рубильника згідно п. 4.2.156 ПУЕ;

-в якості апаратів захисту передбачено автоматичні вимикачі для захисту ЛЕП, комутаційний апарат має відповідати вимогам НТД.

Прогнозоване завантаження КТП-10/0,4кВ – 188кВт.

Характеристика існуючого об’єкту

КТП-402 заживлена від опори №16 ПЛ-10кВ «РП-1 – Автопарк» відгалуження до КТП-402 у відповідності до Договору про постачання електроенергії №1002 від 26.01.2009 року, заключеним між ВП Ічнянським РЕМ АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» та ДП НАК «Надра України» «Чернігівнафтогазгеологія», межа балансової належності електромереж встановлюється на опорі №16 ПЛ-10кВ «РП-1 – Автопарк» відгалуження до КТП-402.

Від КТП-402 підключено споживачі АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО», а саме: побутові споживачі – 80 шт., юридичні споживачі – 6 шт., з якими укладені договори на постачання електричної енергії з ПАТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО».

80 побутових споживачів (сумарна приєднана потужність – 157 кВт) та 1 юридичний споживач СКЗ-4 ПАТ «Чернігівгаз» (потужність згідно договору про постачання – 3 кВт), підключені від відходящої ПЛ-0,4кВ «пр. Гагаріна (Мартоса)», загальною протяжністю 1,1км., що знаходиться на балансі АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» (межа балансової належності електромереж – на затискачах шин в РУ-0,4кВ КТП-402).

5 юридичних споживачів підключені відходящими кабельними лініями 0,4кВ, а саме:

- ПрАТ «МТС «Україна» - потужність згідно договору про постачання 4,5 кВт (межа балансової належності електромереж – на затискачах шин в РУ-0,4кВ КТП-402);

- ФОП «Кошмар» - потужність згідно договору про постачання 10 кВт (межа балансової належності електромереж – на збірних шинах 0,4кВ в РУ-0,4кВ КТП-402);

- ПрАТ «Київстар» - потужність згідно договору про постачання 4,5кВт (межа балансової належності електромереж – на збірних шинах 0,4кВ в РУ-0,4кВ КТП-402);

- «Астеліт» - потужність згідно договору про постачання 6 кВт (межа балансової належності електромереж – на збірних шинах 0,4кВ в РУ-0,4кВ КТП-402);

- ТОВ «Інтертелеком» - потужність згідно договору про постачання 5 кВт (межа балансової належності електромереж – на збірних шинах 0,4кВ в РУ-0,4кВ КТП-402).

Кошторисна вартість робіт по **будівництву трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ в м. Ічня, Ічнянського району, Чернігівської області** на суму 490,47тис. грн. без ПДВ. Реалізація даного проекту за рахунок інвестиційної програми 2019 року можлива за **241,05 тис.грн. без ПДВ**, який буде виконано в повному обсязі.

Реалізація проекту не допустить судових позовів до АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» з приводу порушення умов договорів про розподіл електричної енергії, а також забезпечить надійне функціонування соціально-важливих об’єктів та інфраструктури м.Ічня.

**Економічний ефект від впровадження заходу**

В середньому затрати на побудову 1 км ПЛ-0,4кВ складають 800 тис.грн. Для того щоб заживити існуючих абонентів необхідно буде у першому варіанті побудувати 5 км ПЛ-0,4кВ.

Загальні капіталовкладення при цьому складуть:

З1=800·5= 4000,00 тис.грн.без ПДВ

У другому варіанті для живлення існуючих абонентів при існуючій конфігурації мережі достатньо встановити КТП 10/0,4 кВ.Загальні капіталовкладення при цьому складуть:

З2=396,00 тис. грн. без ПДВ.

Як видно з розрахунків, варіант з установкою КТП 10/0,4 кВ є більш економічно вигідним.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці 1.2.

Термін окупності складатиме:

**,** де

241,05 / 4000 = **0,06 роки.**

**1.1.5 Модернізація ПС, ТП та РП усього, з них**:

#### 110 кВ

**1.1.5.1.1 Технічне переоснащення ПС 110/10 кВ "НРЗ" в м. Ніжин Чернігівської області (1 черга)**.

ПС 110/10 кВ «НРЗ» знаходиться в м. Ніжин Чернігівської області. Введена в експлуатацію в 1979 році та знаходиться в роботі 40 років.

Даний об’єкт внесений до затвердженої «Схеми перспективного розвитку електричних мереж 35-110 кВ по АТ «Чернігівобленерго» на 2017-2027 роки» та «Плану розвитку розподільчих електричних мереж АТ «Чернігівобленерго» на 2016-2020 роки» (Таблиця 2.4.1 п.16), та запланований на 2019 рік.

В 2015 році за результатами випробування та вимірювання параметрів силового трансформатора Т-1 акредитованою лабораторією Північних високовольтних електричних мереж фіксувалось погіршення ізоляційних характеристик та збільшення концентрації газів в баках трансформатора. Для визначення технічного стану силового трансформатора Т-1 на ПС «НРЗ» було залучено спеціалізовану організацію, яка у жовтні 2015 року виконала необхідні вимірювання та випробування.

За результатами експертної оцінки технічного стану трансформатора Т-1 типу ТМН-6300/110, зав. № 109099 (експертний висновок №05.09.04-100.15 від 15.10.2015) було визначено, що трансформатор не відповідає вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки, а саме:

* трансформатор характеризується зносом компонентів активної частини з підвищеним старінням основної ізоляції;
* трансформатор має ознаки зволоження та забруднення твердої ізоляції, Кабс менше1,3;
* трансформатор характеризується незадовільними показниками якості твердої ізоляції обмоток, а саме tgδ більше 1% та значення R60.
* трансформатор має збільшення втрат ХХ та характеризується дефектом в активній частині магнітопроводу, а саме – зниження ізоляції між листами електротехнічної сталі.
* трансформатор має ознаки наявності термічних дефектів в зоні низьких температур з негативним впливом на тверду ізоляцію, характеризується деструкцією целюлозних матеріалів.
* контактор РПН характеризується незначним зношенням контактів та аномальним нагріванням.
* трансформаторне масло з бака РПН характеризується понаднормативним вмістом ацетилену та етилену;
* трансформаторне масло характеризується забрудненням по 9 класу чистоти рідин.
* трансформаторне масло має значний вміст фуранових сполук.

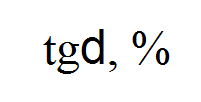
Згідно висновку експертизи трансформатор знаходиться в незадовільному технічному стані та підлягає виведенню з експлуатації. Відповідно до результатів експертного обстеження встановлений знос компонентів активної частини з підвищеним старінням основної ізоляції.

Згідно рекомендацій висновку експертизи персоналом служби діагностики ізоляції і захисту від перенапруги раз у квартал проводилися вимірювання характеристик ізоляції обмоток силового трансформатора. Протягом 2017-2019 років спостерігалося поступове погіршення ізоляційних характеристик обмоток трансформатора.

За три роки значення опору ізоляції зменшилось на 42%, tgδ - зафіксовано збільшення на 28%, що вказує на погіршення ізоляційних характеристик.

Зведена інформація щодо результатів вимірювання характеристик ізоляції обмоток силового трансформатора Т-1 та динаміка їх погіршення наведена нижче в таблиці та відповідних діаграмах.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Обмотки** | | **Дата проведення вимірювань** | | | | | | | | |
| **27.03.2017** | **26.06.2017** | **25.09.2017** | **25.12.2017** | **26.03.2018** | **25.06.2018** | **24.09.2018** | **17.12.2018** | **26.03.2019** |
| ВН-НН+К | RИЗ, МОм | 326/408 | 313/391 | 304/380 | 295/370 | 280/340 | 260/330 | 250/315 | 245/305 | 230/290 |
| (приведено до +15) |
| tg, % | 0,575 | 0,598 | 0,616 | 0,634 | 0,672 | 0,699 | 0,734 | 0,756 | 0,794 |
| НН-ВН+К | RИЗ, МОм | 326/408 | 313/391 | 304/380 | 295/370 | 280/340 | 260/330 | 250/315 | 245/305 | 230/290 |
| (приведено до +15) |
| tg, % | 0,445 | 0,463 | 0,477 | 0,492 | 0,521 | 0,542 | 0,569 | 0,586 | 0,615 |
| (приведено до +15) |
| ВН+НН-К | RИЗ, МОм | 326/408 | 313/391 | 304/380 | 295/370 | 280/340 | 260/330 | 250/315 | 245/305 | 230/290 |
| (приведено до +15) |
| tg, % | 0,467 | 0,486 | 0,501 | 0,516 | 0,547 | 0,569 | 0,597 | 0,615 | 0,646 |
| (приведено до +15) |
| Температура обмоток, С | | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 |



ТОВ «Харьківпроменерго» за рахунок інвестиційної програми 2018 року виконало робочий проект «Технічне переоснащення ПС 110/10 кВ "НРЗ" в м. Ніжин Чернігівської області (1 черга)».

Першою чергою проекту технічного переоснащення передбачено:

- відновлення маслоприймача Т-1;

- заміну силового трансформатора Т-1 типу ТМН – 6300/110 на новий ТМН - 6300/110, який має автоматичний пристрій РПН з мікропроцесорним блоком керування;

- встановлення трансформаторів струму 110, 10 кВ приєднання Т-1;

- заміну розрядників 110, 10 кВ приєднання Т-1 та розрядника ЗОН-110 Т-1 на ОПН відповідного класу напруги з реєстраторами грозових і комутаційних перенапруг;

- заміну ЗОН-110 Т-1;

- заміна релейного захисту та автоматики, монтаж шафи оперативного струму.

При реконструкції будуть використовуватися наступні основні матеріали та обладнання:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Трансформатор трифазний двообмотковий ТМН-6300/110-У1 | шт. | 1 |
| Обмежувач перенапруги нелінійний PBA2-60L5E2M8-5 у комплекті із: Реєстратор спрацювання SC-13 | компл. | 1 |
| Обмежувач перенапруги нелінійний PBA3-96L5E2M8-5 у комплекті із: Реєстратор спрацювання SC-13 | компл. | 3 |
| Заземлювач однополюсний ЗОН-110М-ІІ УХЛ1 з приводом ПР-01-2 УХЛ1 | шт. | 1 |
| Трансформатори струму IMB 123 | шт. | 3 |
| Панель №3 РЗА 110 i 10 кВ трансформатора Т1 ХПЕ.30655746.19.17-РЗ1.ЗЗ, | компл. | 1 |
| Панель №2. Центральна сигналізація ХПЕ.30655746.19.17-РЗ1.ЗЗ, | компл. | 1 |
| Шафа оперативного струму ХПЕ.30655746.19.17-РЗ1.ЗЗ, | компл. | 1 |
| Кабель контрольний КВВГЭнг-LS | м | 1673 |
| Кабель силовий ВВГнг-LS | м | 400 |

Кошторисна вартість робіт з **технічного переоснащення ПС 110/10 кВ «НРЗ» в м. Ніжин, Чернігівської області 1 черга** становить 14456,98 тис. грн. без ПДВ. Реалізація даного проекту за рахунок інвестиційних програм 2019-2020 років можлива за 10 480,77 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація 2 черги технічного переоснащення ПС 110/10 кВ «НРЗ» в м. Ніжин, Чернігівської області запланована на 2020 рік.

З метою виконання заходу в межах схваленого бюджету та для виключення інфляційних ризиків пропонується у 2019 році виконати робіти по демонтажу трансформатора, улаштування фундаменту під трансформатор, частково виконати прокладання кабельних ліній РЗА на загальну суму 1600 тис.грн без ПДВ. Залишок вартості коштів у розмірі 8 880,77 тис. грн. без ПДВ планується профінансувати та освоїти в 2020 році, а саме виконати роботи по монтажу силового трансформатора, пристроїв РЗА, телемеханізацію та пусконалагоджувальні роботи.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Етапи | 2019 рік, місяць | | | | | 2020 рік, місяць | |
| 3 | 4 | 8-9 | 10 | 10-12 | 1-6 | 7 |
| Проведення тендерної процедури закупівлі робіт |  |  | Х |  |  |  |  |
| Укладання договору |  |  |  | Х |  |  |  |
| Закупівля матеріалів та обладнання |  |  |  |  | Х |  |  |
| Демонтажні роботи |  |  |  |  | Х |  |  |
| Будівельні роботи |  |  |  |  | Х | х |  |
| Монтаж трансформатора |  |  |  |  |  | Х |  |
| Монтаж пристроїв РЗА, телемеханізація |  |  |  |  |  | Х |  |
| Пусконалагоджувальні роботи |  |  |  |  |  | Х |  |
| Приймання об’єкта в експлуатацію |  |  |  |  |  |  | Х |

В Інвестиційній програмі 2019 року планується розпочати роботи з технічного переоснащення ПС 110/10 кВ «НРЗ» в м.Ніжин, Чернігівської області та здійснити часткове фінансування матеріалів, обладнання та виконати роботи на суму **1600 тис. грн. без ПДВ**. Реалізація проекту дасть можливість підвищити надійність електропостачання Ніжинського району, знизити ТВЕ за рахунок поліпшення параметрів силового трансформаторів.

**Економічний ефект від впровадження заходу**

Економічний ефект від заміни силових трансформаторів розраховується виходячи з зниження ТВЕ та поліпшення параметрів силових трансформаторів:

Вихідні дані для розрахунків:

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **SH,МВА** | |  | | Номінальна потужність трансформатора | | | | | | | | | | | | | | |  |  |  |  | |  | |
| **ΔР, кВт** | |  | | Втрати активної потужності при холостому ході | | | | | | | | | | | | | | |
| **Iхх, %** | |  | | Струм холостого ходу | | | | | | | | | | | | | | |
| **ΔQ, кВар** | |  | | Втрати реактивної потужності при холостому ході (SH\*IXX/100) | | | | | | | | | | | | |
| **Назва підстанції** | **Номер**  **тр-ра** | | | | **Старий трансформатор** | | | | | **Новий трансформатор** | | | | |
| **SH, МВА** | **ΔР, кВт** | **ΔQ, кВар** | | **Iхх, %** | **SH, МВА** | **ΔР, кВт** | | **ΔQ, кВар** | **Iхх, %** | |
| ПС 110 кВ НРЗ | Т-1 | | | | 6,3 | 13,4 | 54,81 | | 0,87 | 6,3 | 6,5 | | 31,5 | 0,5 | |
| ПС 110 кВ  НРЗ | Т-2 | | | | 6,3 | 13,6 | 54,81 | | 0,87 | 6,3 | 6,5 | | 31,5 | 0,5 | |
| Розрахунок економічного ефекту   |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | | **ΔWXA, кВт\*год** |  | Зменшення втрат активної потужності | | | |  |  | Т - кількість годин роботи в році | | | |  |  |  |  |  | | **ΔWXP, кВар\*год** |  | Зменшення втрат реактивної потужності | | | |  |  |  |  |  | | **ВА, грн** |  | Економія коштів за рахунок зменшення втрат активної потужності  ВА = Na ∙ ∆WXA | | |   **В р, грн** Економія коштів за рахунок зменшення втрат реактивної  потужності  ВР = Nр ∙ ∆WXР  **В сум, грн.** Сумарна економія коштів протягом року за рахунок зниження ТВЕ  Всум = ВА+ ВР  **Na, Np** - тариф на купівлю активної та реактивної електроенергії  (1,412 грн за кВт\*год та 1,22 грн за кВар\*год). | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | |
| **Назва підстанції** | | | **Номер тр-ра** | | | **ΔWXA, кВт\*год** | | **ΔWXP, кВар\*год** | | **ВА, грн** | | **ВР, грн** | | **Всум, грн** | | | |
| ПС 110 кВ НРЗ | | | Т-1 | | | 60321 | | 204196 | | 95911 | | 279748 | | 375659 | | | |
| ПС 110 кВ  НРЗ | | | Т-2 | | | 61977 | | 204196 | | 98543 | | 279748 | | 378291 | | | |

Розрахунок економічного ефекту від зниження операційних витрат

При експлуатації обладнання що відпрацювало свій ресурс значно зростають витрати пов’язані з проведенням його технічного обслуговування. Так виходячи з досвіду експлуатації необхідно щороку витрачати кошти на придбання комплектуючих, на проведення капітальних ремонтів обладнання. Виконання таких ремонтів потребує кваліфікованого персоналу, спеціального обладнання та механізмів. Але при значних затратах на капітальний ремонт обладнання не можливо повністю відновити його характеристики.

Відповідно до рекомендацій наведених в експертних висновках:

- експертизи Вінницького ЕТЦ № 05.09.04-100.15 від 15.10.2015 року щодо відповідності силового трансформатора типу ТМН-6300/110 №109099 вимогам нормативно – правових актів з охорони праці та промислової безпеки;

- висновок експертизи Вінницького ЕТЦ № 05.09.04-101.15 від 15.10.2015 року щодо відповідності силового трансформатора типу ТМН-6300/110 №108043 вимогам нормативно – правових актів з охорони праці та промислової безпеки.

На ці заходи щорічно витрачаються наступні кошти:

Проїзд автотранспорту (витрати ПММ) по ПС 110кВ «НРЗ» **– 3,02** тис. грн.

Витрати на оплату праці працівникам для роботи на ПС 110 кВ – **1,8** тис. грн.

При експлуатації обладнання, що відпрацювало свій ресурс значно зростають витрати пов’язані з проведенням його технічного обслуговування. Так виходячи з досвіду експлуатації для підтримання силового трансформатора 110 кВ (термін експлуатації більше 25 років) в працездатному стані необхідно щороку витрачати на придбання комплектуючих щонайменше 12 тис. грн. Крім того на проведення капітального ремонту трансформатора необхідно витратити щонайменше 10 млн. грн. раз в 10 років на 2 трансформатора, тобто 1000 тис. грн. на рік.

Зниження потенційних очікуваних збитків

Недовідпуск електроенергії споживачам на час ремонту після можливого виходу з ладу обладнання на ПС становить:

**H= P \* Tp \* Na, де**

**Н** – недоотримані кошти від недовідпуску електроенергії;

**P** – середня потужність, що споживається приєднаними до трансформатора підстанції споживачами (3600 кВт);

**Тр –** час ремонту (168 годин.);

**Na –** середній тариф за спожиту електроенергію.

**Н =** 3600\*168\*1,583 **=** 957,4 тис. грн.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені в таблиці 1.2.

Термін окупності складатиме:

**,** де

10 480,77/(753,95+1004,82+957,4) = **3,8** **роки.**

#### 1.1.5.1.2 Tехнічне переоснащення ПС 110/35/10 кВ "Прилуки" в м. Прилуки, Чернігівської області

ПС 110/35/10кВ «Прилуки» знаходиться в місті Прилуки, Чернігівської області. ПС 110/35/10 кВ «Прилуки» двох трансформаторна підстанція. Введена в експлуатацію в 1963 р. та знаходиться в експлуатації 55 років.

Даний об’єкт внесений до затвердженої «Схеми перспективного розвитку електричних мереж 35-110 кВ по АТ «Чернігівобленерго» на 2017-2027 роки» та «Плану розвитку розподільчих електричних мереж АТ «Чернігівобленерго» на 2016-2020 роки» (Таблиця 2.4.1 п.10), відповідно графіку заміни підстанційного обладнання - заміна вимикачів 35 кВ передбачена на 2018 рік, модернізація БСК 2020 рік).

Загальна характеристика об’єкту

Обладнання ВРП-35 кВ на ПС 110/35/10 кВ «Прилуки», а саме: вимимикачі 35 кВ 1 с.ш. та 2 с.ш., роз’єднувачі 35 кВ 1 с.ш. та 2 с.ш., трансформатори струму та напруги 35 кВ 1 с.ш. та 2 с.ш. в результаті тривалого терміну експлуатації та роботи в завантаженому режимі має наступні дефекти:

- роз’єднувачі 35 кВ, окрім приєднання Тютюнова ф-ка, перебувають в незадовільному стані (механічний знос рухомих частин, пошкодження від корозії, старіння ізоляції, опорна ізоляція старого зразку на даний час не випускається заводом виробником);

- з\б стійки конструкцій роз’єднувачів, трансформаторів струму, прийомних порталів перебувають в незадовільному стані (пошкодження бетонного покриття);

- заземлюючі спуски прийомних порталів мають сліди корозії;

- трансформатори напруги застарілого зразка, мають сліди підтікання трансформаторного масла, старіння ізоляції,

- вакуумні вимикачі приєднань 35 кВ, крім С. Полова та Тютюнова ф-ка, через тривалий термін експлуатації та деякі недосконалості в конструкціях (перші партії виробництва) потребують додаткового обслуговування та постійної герметизації вакуумних камер спеціальними герметиками;

- обладнання конденсаторних установок БСК 1 та БСК 2 (корпуси конденсаторів та металеві конструкції) вкрито корозією.

Згідно випробувань електротехнічною лабораторією у відповідності до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 «Норми випробування електрообладнання» значна частина конденсаторних батарей пристроїв компенсації реактивної потужності вийшла з ладу та потребують заміни.

Програмою ремонтів в період з 2001 р. по 2015 р. виконано заміну 28 масляних вимикачів 10 кВ на вакуумні.

На двох секціях шин 35 кВ встановлено дев’ять вакуумних вимикачів типу ВР-35 НС:

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Приєднання | Тип | Тип приводу | Рік виго- товлення | Рік вводу в експлуатацію | Рік останнього поточного ремонту |
| Т-1 | ВР-35 НС | Ел.магн. | 2006 | 2006 | 2018 |
| Ладан Б | ВР-35 НС | Ел.магн. | 2005 | 2005 | 2018 |
| Ю.Восточна | ВР-35 НС | Ел.магн. | 2005 | 2005 | 2018 |
| Промислова-4 | ВР-35 НС | Ел.магн. | 2005 | 2005 | 2018 |
| СВ-35 | ВР-35 НС | Ел.магн. | 2006 | 2006 | 2018 |
| Ладан А | ВР-35 НС | Ел.магн. | 2005 | 2005 | 2018 |
| Т-2 | ВР-35 НС | Ел.магн. | 2006 | 2006 | 2018 |
| С.Полова | ВР-35 НС | Ел.магн. | 2014 | 2014 | 2018 |
| Яблуновка | ВР-35 НС | Ел.магн. | 2005 | 2005 | 2018 |
| Тютюнова ф-ка | ВР-35 НС | Ел.магн. | 2012 | 2012 | 2018 |
| Роз’єднувачі 35 кВ: | | | | | |

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Приєднання | Тип | Тип приводу | Рік виготовлення | Рік вводу в експлуатацію | Рік останнього поточного ремонту | Рік останнього капітального ремонту |
| Р-35 Т-1 | РЛНДЗ2-35/600 | ПРН | 1963 | 1963 | 2015 | 2018 |
| ШР-35 Т-1 | РЛНДЗ1-35/600 | ПРН | 1963 | 1963 | 2015 | 2018 |
| Р-35 Т-2 | РЛНДЗ2-35/600 | ПРН | 1967 | 1967 | 2015 | 2018 |
| ШР-35 Т-2 | РЛНДЗ1-35/600 | ПРН | 1967 | 1967 | 2015 | 2018 |
| СР-35 1 с.ш. | РЛНДЗ1-35/600 | ПРН | 1967 | 1967 | 2015 | 2018 |
| СР-35 2 с.ш. | РЛНДЗ1-35/600 | ПРН | 1967 | 1967 | 2015 | 2018 |
| ЛР-35 Ладан Б | РЛНДЗ2-35/600 | ПРН | 1963 | 1963 | 2015 | 2018 |
| ШР-35 Ладан Б | РЛНДЗ1-35/600 | ПРН | 1963 | 1963 | 2015 | 2018 |
| ЛР-35 Ю.Восточна | РЛНДЗ2-35/600 | ПРН | 1967 | 1967 | 2015 | 2018 |
| ШР-35 Ю.Восточна | РЛНДЗ1-35/600 | ПРН | 1967 | 1967 | 2015 | 2018 |
| ЛР-35 Промислова-4 | РЛНДЗ2-35/600 | ПРН | 1967 | 1967 | 2015 | 2018 |
| ШР-35 Промислова-4 | РЛНДЗ1-35/600 | ПРН | 1967 | 1967 | 2015 | 2018 |
| ЛР-35 Ладан А | РЛНДЗ2-35/600 | ПРН | 1963 | 1963 | 2015 | 2018 |
| ШР-35 Ладан А | РЛНДЗ1-35/600 | ПРН | 1963 | 1963 | 2015 | 2018 |
| ЛР-35 С.Полова | РЛНДЗ2-35/600 | ПРН | 1980 | 1980 | 2015 | 2018 |
| ШР-35 С.Полова | РЛНДЗ1-35/600 | ПРН | 1980 | 1980 | 2015 | 2018 |
| ЛР-35 Яблуновка | РЛНДЗ2-35/600 | ПРН | 1964 | 1964 | 2015 | 2018 |
| ШР-35 Яблуновка | РЛНДЗ1-35/600 | ПРН | 1964 | 1964 | 2015 | 2018 |
| ЛР-35 Тютюнова | РЛНДЗ2-35/600 | ПРН | 2012 | 2012 | 2015 | 2018 |
| ШР-35 Тютюнова | РЛНДЗ1-35/600 | ПРН | 2012 | 2012 | 2015 | 2018 |
| Р-35 ТН-35 1 с.ш. | РЛНДЗ2-35/600 | ПРН | 1963 | 1963 | 2015 | 2018 |
| Р-35 ТН-35 2 с.ш. | РЛНДЗ2-35/600 | ПРН | 1967 | 1967 | 2015 | 2018 |

Трансформатори струму 35 кВ:

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Приєднання | Тип | К-сть | Рік виготов-лення | Рік вводу в експлуатацію | Рік останнього поточного ремонту |
| Т-1 | ТФЗМ | 3 | 2006 | 2006 | 2018 |
| Ладан Б | ТФЗМ | 2 | 2005 | 2005 | 2018 |
| Ю.Восточна | ТФЗМ | 2 | 2005 | 2005 | 2018 |
| Промислова-4 | ТФЗМ | 2 | 2005 | 2005 | 2018 |
| СВ-35 | ТФЗМ | 2 | 2006 | 2006 | 2018 |
| Ладан А | ТФЗМ | 2 | 2005 | 2005 | 2018 |
| Т-2 | ТФЗМ | 3 | 2006 | 2006 | 2018 |
| С.Полова | ТФЗМ | 2 | 2014 | 2014 | 2018 |
| Яблуновка | ТФЗМ | 2 | 2005 | 2005 | 2018 |
| Тютюнова ф-ка | ТФЗМ | 2 | 2012 | 2012 | 2018 |

Трансформатори напруги 35 кВ:

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Приєднання | Тип | К-сть | Рік виготовлення | Рік вводу в експлуатацію | Рік останнього поточного ремонту |
| 1 СШ | ЗНОМ-35 | 3 | 1963 | 1963 | 2018 |
| 2 СШ | ЗНОМ-35 | 3 | 1967 | 1967 | 2018 |

Аналіз технологічних порушень по ПС 110/35/10 кВ «Прилуки»:

2015 рік – 2 відключень з них 3 по ПЛ-35 кВ, 0 по ПЛ-10 кВ;

2016 рік – не зафіксовано;

2017 рік – 5 відключень, з них 2 по ПЛ-35 кВ, 3 по ПЛ-10 кВ.

2018 рік – 41 відключення, з них 5 по ПЛ-35 кВ, 36 по ПЛ-10 кВ

АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» надало «АКТи оцінки технічного стану ПС 110/35/10 кВ «Прилуки», в якому зазначено:

Чергові останні випробування та вимірювання параметрів електрообладнання та апаратів електроустановок виконані в 2017 році акредитованою лабораторією Південних високовольтних електричних мереж.

За результатами випробування та вимірювання параметрів вимикачів 35 кВ виявлено:

– випробування U=86 кВ витримано;

– результати вимірювань Rіз та випробувань Uпов відповідає вимогам СОУН ЕЕ 20.302.2007 «Норм випробування електрообладнання»;

За результатами випробування та вимірювання параметрів трансформаторів струму 35 кВ виявлено:

– ТТ-35 С. Полова завищено - tgδ ф.«С» - 6%;

– ТТ-35 Цигаркова ф-ка завищено - tgδ ф.«А» - 6,89%;

– ТТ-35 Ю. Восточна - tgδ ф.«С» - 5%;

– ЗРОМ-35 Т-2 – коефіцієнт абсорбції завищено, ВН-НН+К Кабс=1,5 НН-ВН+К Кабс=1,66.

Огляди ПС 110/35/10кВ «Прилуки» проводяться щоденно черговим персоналом підстанції. У процесі огляду В-35 1 СШ та 2 СШ, Р-35 1 СШ та 2 СШ, ТТ-35, ТН-35 1 СШ та 2 СШ встановлено:

– з\б стійки конструкцій роз’єднувачів, трансформаторів струму, прийомних порталів перебувають в незадовільному стані (пошкодження бетонного покриття);

– заземлюючі спуски прийомних порталів мають сліди корозії;

– трансформатори напруги застарілого зразка, мають сліди підтікання трансформаторного масла, старіння ізоляції;

– вакуумні вимикачі приєднань 35 кВ потребують постійної герметизації вакуумних камер спеціальними герметиками.

Інформація по технічному обслуговуванню та капітальним ремонтам

Поточний ремонт вакуумних вимикачів 35 кВ включав в себе:

зовнішній огляд вимикача, перевірка стану контактів в місцях приєднання шин. Відновлення герметичності вакуумних камер. Перевірка стану ізоляції. Вимірювання перехідного опору контактів. Перевірка стану контактної системи. Перевірка стану приводного механізму. Перевірка стану привода. Перевірка стану рами, заземлення вимикача. Випробування вимикача і привода на надійність вмикання і вимикання. Відновлення забарвлення фаз, диспетчерських найменувань.

*Капітальний ремонт вимикачів не виконувався.*

Капітальний ремонт роз’єднувачів 35 кВ включав в себе:

огляд, роз’єднання різьбових з’єднань, знімання ізоляторів. Розкладання підп`ятника. Очищення ізоляторів, підп`ятників, промивання бензином, змащування тертьових деталей. Складання, встановлення, перевірка плавності обертання ізоляторів, цілісності армованих швів.

Розкладання важелів, тяг, огляд, очищення. Заміна дефектних деталей, змащування, складання, регулювання довжини тяг. Розкривання, огляд, розкладання вузлів зчеплення. Заміна дефектних деталей. Змащування, очищення, складання, регулювання. Очищення щіткою металоконструкцій, фарбування. Покриття армованих швів вологостійкою фарбою. Відновлення забарвлення фаз, нанесення оперативних найменувань. Вимірювання перехідного опору контактів. Випробування роботи роз`єднувача, здавання після ремонту.

Поточний ремонт роз’єднувачів 35 кВ включав в себе:

Огляд, очищення контактних виводів, ножів, їх виправлення, зачищення накладок від оплавлень, змащування. Огляд, очищення ізоляторів, армованих швів, перевірка цілісності, плавності обертання, змащування. Затягування болтових з`єднань, зачищення задирок на шестернях, змащування, регулювання. Перевірка роботи привода. Перевірка плавності ходу, одночасності вмикання (вимикання) ножів. Вимірювання перехідного опору контактів. Випробування роботи роз`єднувача, здавання після ремонту.

Поточний ремонт трансформаторів струму 35 кВ включав в себе:

Зовнішній огляд трансформатора. Очищення трансформатора. Відбір проб масла. Перевірка заземлюючого контура. Перевірка стану маслопокажчика. Відновлення захисного покриття. Перевірка стану високовольтних та низьковольтних контактів. Перевірка стану повітроочисних фільтрів. Регулювання рівня масла в трансформаторі.

Поточний ремонт трансформаторів напруги 35 кВ включає в себе:

Зовнішній огляд трансформатора. Очищення трансформатора. Відбір проб масла.

Перевірка заземлюючого контура. Перевірка стану маслопокажчика. Відновлення захисного покриття. Перевірка стану високовольтних та низьковольтних контактів. Перевірка стану повітроочисних фільтрів. Регулювання рівня масла в трансформаторі.

Під час огляду обладнання ПС, з виїздом на місце, представниками Інспекції виявлено наступні зауваження:

У результаті огляду В-35 1 СШ та 2 СШ, Р-35 1 СШ та 2 СШ, ТТ-35, ТН-35 1 СШ та 2 СШ, БСК 1 та БСК 2 (ЛР-35, ШР-35, В-35, ТН-10, ЗОН-10, БСК) встановлено:

– роз’єднувачі 35 кВ окрім приєднання Тютюнова фабрика перебувають в незадовільному стані (механічний знос рухомих частин, пошкодження від корозії, старіння ізоляції, опорна ізоляція старого зразку на даний час не випускається заводом виробником),

– з\б стійки конструкцій роз’єднувачів, трансформаторів струму, прийомних порталів перебувають в незадовільному стані (пошкодження бетонного покриття),

– заземлюючі спуски прийомних порталів мають сліди корозії,

– трансформатори напруги застарілого зразка, мають сліди підтікання трансформаторного масла, старіння ізоляції,

* обладнання конденсаторних установок БСК 1 та БСК 2 (корпуси конденсаторів та металеві конструкції) вкрито корозією.

За рахунок інвестиційної програми в 2012 році виконано заміну силового трансформатора Т-1, в 2013 році – силового трансформатора Т-2.

Вакуумні вимикачі типу ВР-35 НС приєднань Т-1, Т-2, СВ-35 2006 року виготовлення, вимикачі приєднань Ладан А, Ладан Б, Ю. Восточна, Промислова-4 – 2005 року виготовлення, вимикачі приєднань С. Полова та Тютюнова ф-ка – 2014 та 2012 року відповідно.

Згідно проекту по технічному переоснащенню ПС 110/35/10 кВ «Прилуки», виконаної ПАТ Проектно-технологічний інститут "КИЇВОРГБУД", передбачено:

виконання робіт на ПС 110 кВ «Прилуки» в частині перевлаштування схеми живлення розподільчого пристрою 35 кВ влаштування на ВРУ 35 кВ КРПЗ 35 з комірками КУ-35 з вакуумними вимикачами та трансформаторами напруги 35 кВ для заміни існуючих вакумних вимикачів 35 кВ та роз'єднувачів 35 кВ приєднань: Т-1 Т-2 Промисловая4, Ладан Б, Юго-Восточная, С.Половая, Яблуновка, Ладан2. Роботи передбачається виконувати в одну чергу у вісім етапів, з послідовним пере підключенням приєднань по ПЛ-35 кВ зі збереженням надійності електропостачання споживачів 1 категорії, а саме: 1-й етап: 1. Переключення на Т1 -1 С.Ш. 35 кВ та живлення 4-х ПЛ-35 кВ від 1 С.Ш. 35 кВ або на Т2 (в залежності де потрібно виконувати работи) 2. Демонтаж 2 С.Ш., ТН 35 кВ 2 С.Ш., Секційного вимикача 35 кВ, роз'єднувачів 35 кВ 2 С.Ш. 35 кВ, ошинування, металевих конструкцій шинних порталів та залізобетонних конструкцій фундаментів. 3. Перекладання кабелю вторинних кіл з залізобетонного лотка у металевий, демонтаж ділянок кабельних лотків. 2-й етап: 1. Монтаж проектованих фундаментів під нове КРПЗ 35 кВ. 2. Монтаж кабельних перехідних пристроїв, кабельних лотків вторинних кіл, кабельного каналу секційної перемички. 3. Монтаж проектованих КРПЗ 35 кВ №1 та КРПЗ 35 кВ №2 з укладанням кабелю секційної перемички та вторинних кіл, встановленням обладнання РЗА. 4. Прокладання тимчасових КЛ-35 кВ по поверхні ґрунту у гофрованих трубах. 3-й - 4-й етап: 1. Демонтаж вводів від 1Т та 2Т з вимикачами 35 кВ, трансформаторами струму 35 кВ, роз’єднувачами 35 кВ, встановлення нових порталів, роз’єднувачів 35 кВ, блоків ОПН 35 кВ. Поетапне пере підключення по новим вводам КРПЗ 35кВ, з послідовним пере підключенням 4-х ПЛ-35 кВ від КРПЗ 35 кВ по тимчасовим КЛ 35 кВ. 5 –й етап: 1. Демонтаж 1 С.Ш., ТН 35 кВ 1 С.Ш., роз'єднувачів 35 кВ 1 С.Ш. 35 кВ, ошинування, металевих конструкцій шинних порталів та залізобетонних конструкцій фундаментів. 6 – й етап: 1. Монтаж порталів, роз’єднувачів 35 кВ, шинних опор 35 кВ, блоків ОПН 35 кВ по приєднанням ПЛ-35 7 – й, 8 -й етап: 1. Послідовний демонтаж існуючих порталів, фундаментів - перепідключення з тимчасових КЛ-35 кВ на постійний повітряний захід до КРПЗ 35 кВ 4-х ПЛ-35 кВ. 2. Укладання залізобетонних блоків під КЛ-35 кВ. 3. Укладання та підключення КЛ-35 кВ у залізобетонні блоки по постійній схемі. 4. Виконання нового контуру заземлення ВРП 35 кВ.

В 2017 році на замовлення АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» було розроблено техніко-економічне обґрунтування щодо необхідності впровадження пристроїв компенсації реактивної потужності на об’єктах електричних мереж Чернігівської області.

За результатами розробленого ТЕО необхідність та доцільність роботи пристроїв компенсації реактивної потужності на ПС 110/35/10 кВ «Прилуки» була підтверджена.

На виконання зобов’язань АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» перед Міністерством енергетики та вугільної промисловості України щодо впровадження, починаючи з 2018 року, заходів з підвищення енергоефективності, за рахунок компенсації реактивної потужності, відображених Товариством в листах № 32/6722 від 09.11.2017 та №11/69 від 04.01.2018. За рахунок інвестиційної програми 2018 року виготовлено проектну документацію з технічного переоснащення ПС 110/35/10 кВ «Прилуки», з метою її подальшої реалізації в 2019 році в частині технічного переоснащення та модернізації існуючих конденсаторних батарей.

Проектна документація з технічного переоснащення ПС 110/35/10 кВ «Прилуки» передбає заходи по заміні існуючої батареї статичних конденсаторів, яка на разі не можуть забезпечити необхідний рівень компенсації реактивної потужності, на нове сучасне обладнання.

При реконструкції будуть використовуватися наступні основні матеріали та обладнання:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Будівля комплектного розподільчого пункту закритого типу для установки в один ряд шаф КРУ-35 кВ серії КУ з прохідними ізоляторами, зі змонтованими системами електрообладнання, освітлення, вентиляцією та в комплекті з КРУ внутрішньої установки на номінальну напругу 35 кВ, що складається з 14 комірок. Ввод від силових трансформаторів виконаний через дах модульної будівлі. Категорія розміщення будівлі КРПЗ-35 кВ-У1 . Категорія розміщення КРУ-35 кВ-У3. КРПЗ-35 кВ | шт. | 1 |
| Батарея статичних конденсаторів на номінальну напругу 11 кВ АККМ-11-4000-700-КРТ-51-Н-322 | шт. | 2 |
| Блок кінцевих кабельних муфт на номінальну напругу 35 кВ Б35Б-96 У1 (MWK-41 К4 - 3х6кг; ОСК10-35/195-2 УХЛ1 - 3х19,5кг; меалоконструкція - 269,5кг) | шт. | 9 |
| Блок розєднувача на номінальну напругу 35 кВ Б35Б-20 У1 (РДЗ-1-35/1000 УХЛ1; ручний привод; металоконструкція - 207кг) | шт. | 6 |
| Обмежувач перенапруги нелінійний на номінальну напругу 35 кВ MWK-41 К4 | шт. | 6 |
| Провід АС | м | 450 |
| Стійка УСО-5А-1 | шт. | 54 |
| Стійка УСО-4А | шт. | 1 |
| Стійка УСО-3А | шт. | 4 |
| Плита УБК-5 | шт. | 29 |
| Плита УБК-9А | шт. | 4 |
| Стійка УСТ-2А | шт. | 5 |
| Траверса ТС-1 | шт. | 3 |
| Ригель Р 1-А | шт. | 10 |
| Фундамент Ф-1 | шт. | 2 |
| Фундамент Ф-2 | шт. | 2 |
| Лоток Л12-11 | шт. | 1 |
| Лоток Л20-11 | шт. | 1 |
| Плита П18-8 | шт. | 2 |
| Плита П11-8 | шт. | 2 |
| Лоток УБК-1А | шт. | 1 |
| Лоток УБК-2А | шт. | 1 |
| Брусок БК-12А | шт. | 3 |
| Панель № 9, №11 управління 35 кВ 1, 2 С.Ш. | компл. | 2 |
| Панель №10 РЗА СВ-35 кВ, ТН-35 кВ 1 с.ш.; ТН-35 кВ 2 с.ш. та дуговий захист 35 кВ | компл. | 1 |
| Панель РЗА | компл. | 9 |
| Панель диференційного захисту | компл. | 2 |
| Шафа телемеханіки КП-ТМ | шт. | 1 |
| Багатофункціональний вимірювальний пристрій РМ135ЕН-PLUS-S-50-АСDС | шт. | 4 |
| Кабель КВВГЕнгд | м | 15837 |
| Кабель S/FТР cat.6 4х2х0,57 | м | 324 |
| Кабель силовий перерізом 1х120/35 мм2 XRUHAKXS-35 | м | 260 |
| Кабель АПвЭгаПнг-15 1х120(г)/50 | м | 1418 |
| Кабель АПвЭгаПнг-35 1х150(г)/35 | м | 2489 |
| Кабель ВВГнг | м | 894 |

Кошторисна вартість робіт по з технічному переоснащенню ПС 110/35/10 кВ «Прилуки» становить 44 151,35 тис. грн. без ПДВ. Згідно Інвестиційних програмам 2019 року вартості робіт по проекту з технічного переоснащення ПС 110/35/10 кВ «Прилуки» в м.Прилуки, Чернігівської області становить 38098,67 тис. грн.. без ПДВ.

За рахунок Інвестиційної програми 2019 року планується повністю виконати роботи з технічного переоснащення ПС 110/35/10 кВ «Прилуки» в м.Прилуки, Чернігівської області на суму **38 098,67 тис. грн. без ПДВ**. Реалізація проекту дасть можливість підвищити надійність електропостачання м. Прилуки, та південної частини Чернігівської області, знизити ТВЕ за рахунок зменшення перетоків реактивної потужності, збільшити корисний відпуск електричної енергії за рахунок зменшення кількості аварійних відключень на КРПЗ-35 кВ.

**Економічний ефект від впровадження заходу**

Економічний ефект від заміни масляних вимикачів 35 кВ на вакуумні вимикачі розраховується на основі співвідношення витрат електроенергії на роботу та витрат на обслуговування:

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Назва підстанції** | **n, шт.** | **Витрати електричної енергії на роботу, кВт\*год** | | | | **W, кВт\*год** |
| **Масляні вимикачі** | | | **Вакуумні вимикачі** |
| **W1** | **W2** | **ΣW** | **W3** |
| Прилуки | 10 | 4 488,00 | 1 080,00 | 55 680,00 | 22 440,00 | 33 240,00 |

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Назва підстанції** | **Витрати на ремонт та  обслуговування вимикачів** | | | | **Ер,  грн** | **Ез,  грн** | **Ее, грн** |
| **Масляні С1, грн** | **Масляні С2, грн** | **Масляні ΣС, грн** | **Вакуумні С3, грн** |
|
| Прилуки | 103 573,9 | 15 006,00 | 118 579,90 | 2000,00 | 140 730,00 | 259 309,90 | 306 244,78 |

Економічний ефект від зниження потенційних очікуваних збитків від заміни вимикачів

Економічний ефект по заміні вимикачів на нові розраховується на основі визначення потенційних очікуваних збитків у разі виходу з ладу обладнання та знеструмлення споживачів по лінійним приєднанням 35 кВ ПС «Прилуки».

Вимикачі 35 кВ.

У разі аварійного пошкодження вакуумного вимикача 35 кВ необхідна його заміна через неможливість його ремонту в умовах експлуатації. Ремонт такого обладнання при пошкодженні вакуумних камер або контактних вузлів проводиться заводом-виробником після демонтажу.

Згідно норм часу на ремонт та ТО електричних мереж СОУ 40.1-00130044-834:2012 час на демонтаж старого вимикача складає 6 год., монтаж нового – 15 год. На заміну вимикача необхідно 21 година або 2 доби.

Економічний ефект від зниження потенційних очікуваних збитків від пошкодження лінійного вимикача (недоотримані кошти від недовідпуску ел. енергії):

**Евл = Р\*Тр\*N+Vвв (тис. грн.),**

де **Р** – середнє добове електроспоживання по приєднанням 35 кВ: 259,11 тис. кВт\*год/7 приєднань 35 кВ = 37,01 тис.кВт\*год на добу.

**Тр** – час заміни вимикача, 2 доби

**N -** середній тариф за спожиту електроенергію (1,583 грн за кВт\*год).

**Vвв** – вартість матеріалів та робіт по заміні В-35, Vвв = 791,88+237,5 = 1029,38 тис. грн

Евл = 37, 01\*2\*1,583+ 1029,38 = 1 146,55 тис. грн.

Економічний ефект від зниження потенційних очікуваних збитків від пошкодження вимикача приєднання силового трансформатора (недоотримані кошти від недовідпуску ел. енергії):

**Евт = Р\*Тр\*N+Vвв (тис. грн.),**

де **Р** – середнє добове електроспоживання по приєднанням трансформатора: 259,11 тис. кВт\*год/2 приєднань 35 кВ = 129,55 тис.кВт\*год на добу.

**Тр** – час заміни вимикача, 2 доби

**N -** середній тариф за спожиту електроенергію (1,583 грн за кВт\*год).

**Vвв** – вартість матеріалів та робіт по заміні В-35, Vвв = 1029,38

Евл = 129,11\*2\*1,583+1029,38 = 1 438,14 тис. грн.

Економічний ефект від зниження потенційних очікуваних збитків від пошкодження трансформатора напруги 35 кВ (недоотримані кошти від недовідпуску ел. енергії):

**Етн = Р\*Тр\*N+Vтн (тис. грн.),**

де **Р** – середнє добове електроспоживання по секції шин 35 кВ: 259,11 тис. кВт\*год/2 = 129,55 тис.кВт\*год на добу.

**Тр** – час заміни ТН-35, 1 доба

**N -** середній тариф за спожиту електроенергію (1,583 грн за кВт\*год).

**Vтн –** вартість матеріалів та робіт по заміні ТН-35, Vтн = 65+ 19,5 =84,5 тис. грн

Евв = 129,55\*1\*1,583 +84,5= 289,57 тис. грн.

Економічний ефект від зниження потенційних очікуваних збитків від пошкодження обладнання:

**Е = Евл+Евт+Етн**

Е = 1146,55+1438,14+289,57 = 2 874,26 тис. грн.

Економічний ефект від зниження втрат активної потужності при реконструкції пристроїв компенсації реактивної потужності

Розрахунок економічного ефекту від реконструкції існуючих пристроїв компенсації реактивної потужності розраховувався згідно розробленого в 2017 році ТЕО.

За розрахунками ТЕО максимальний економічний ефект буде досягнутий при одночасному встановленні конденсаторних установок (КУ) на ПС «Прилуки» та ПС «Ічня».

Для розрахунку втрат електричної енергії використовувався метод тривалості максимальних втрат. Згідно з цим методом сумарні втрати електричної енергії в електричній мережі розраховуються за формулою:

,

де ,  – значення сумарних навантажувальних втрат активної потужності в електричній мережі та сумарних активних втрат холостого ходу в трансформаторах відповідно;  – тривалість максимальних втрат.

Величину тривалості максимальних втрат визначають за відповідними залежностями або емпіричною формулою: ,

де  – тривалість використання максимального навантаження.

Під час розрахунків величину  приймають на підставі статистичних і довідкових даних. В розрахунках використовувалось максимальне рекомендоване значення , яке складає 4500год/рік. Оскільки інвестиції у запропоновані заходи покомпенсації повинні окупатися зменшенням втрат електричної енергії в електричних мережах 35-110 кВ, то по ТЕО були розраховані величини зменшення втрат активної електроенергії.

Результати таких розрахунків при одночасній компенсації на ПС «Прилуки» та «Ічня» зменшення втрат в ЛЕП 35-110 кВ становитиме 7175,18 МВт\*год/рік.

При рівному значенні компенсуючих пристроїв на обох ПС, приймаємо значення зменшення втрат за рахунок компенсації на ПС «Прилуки» - 3 587,6 МВТ\*год/рік

В грошовому еквіваленті ефект від зменшення втрат становить:

**Е=W\*Т,** тис. грн

де: Т = 1,583 грн/кВт\*год – тариф на електроенергію;

Е = 3587600\*1,583 = 5 679 тис. грн.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені в таблиці 1.2.

Термін окупності складатиме:

**,** де

38098,67/(5679+17,3+2874,26) = **4,4 роки.**

#### 1.1.5.1.3 Технічне переоснащення ПС 110/35/10 кВ "Остер" в м. Остер, Козелецького району, Чернігівської області (3 черга)

Трансформаторна підстанція 110/35/10 кВ «Остер» знаходиться в м. Остер Козелецького р-ну Чернігівської області та введена в експлуатацію в 1974 році. Силовий трансформатор Т-1 типу ТДТН-16000/110 виготовлений в 1973 році та знаходиться в експлуатації 45 років.

Даний об’єкт внесений до затвердженої «Схеми перспективного розвитку електричних мереж 35-110 кВ по ПАТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» на 2017-2027 роки» та «Плану розвитку розподільчих електричних мереж ПАТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» на 2016-2020 роки» (Таблиця 2.4.1 п.13), реалізація була запланована на 2017 рік, але не була виконана в зв’язку з недостатнім обсягом затвердженої інвестиційної програми 2017 року.

В 2015 році за результатами випробування та вимірювання параметрів силового трансформатора Т-1 акредитованою лабораторією Північних високовольтних електричних мереж фіксувалось погіршення ізоляційних характеристик та збільшення концентрації газів в баках трансформатора. Для визначення технічного стану силового трансформатора Т-1 на ПС «Остер» було залучено спеціалізовану організацію, яка у жовтні 2015 року виконала необхідні вимірювання та випробування.

За результатами експертної оцінки технічного стану трансформатора Т-1 типу ТДТН-16000/110, зав. № 5624 (експертний висновок №05.09.04-87.15 від 01.10.2015) було визначено, що трансформатор не відповідає вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки, а саме:

* трансформатор характеризується зносом компонентів активної частини з підвищеним старінням основної ізоляції;
* трансформатор має ознаки зволоження та забруднення твердої ізоляції, Кабс менше1,3;
* трансформатор характеризується збільшеними втратами ХХ, погіршенням якості ізоляції листової сталі магнітопровода;
* трансформатор має ознаки наявності термічних дефектів в зоні низьких та високих температур з негативним впливом на тверду ізоляцію, прогресує процес деструкції паперової ізоляції та масла в результаті піролізу;
* контактор РПН має зношення контактної частини та місця аномального нагріву;
* трансформаторне масло з бака РПН характеризується понаднормативним вмістом ацетилену та етилену;
* трансформаторне масло має значний вміст фуранових сполук.

Згідно висновку експертизи трансформатор знаходиться в незадовільному технічному стані та підлягає виведенню з експлуатації. Відповідно до результатів експертного обстеження встановлений знос компонентів активної частини з підвищеним старінням основної ізоляції.

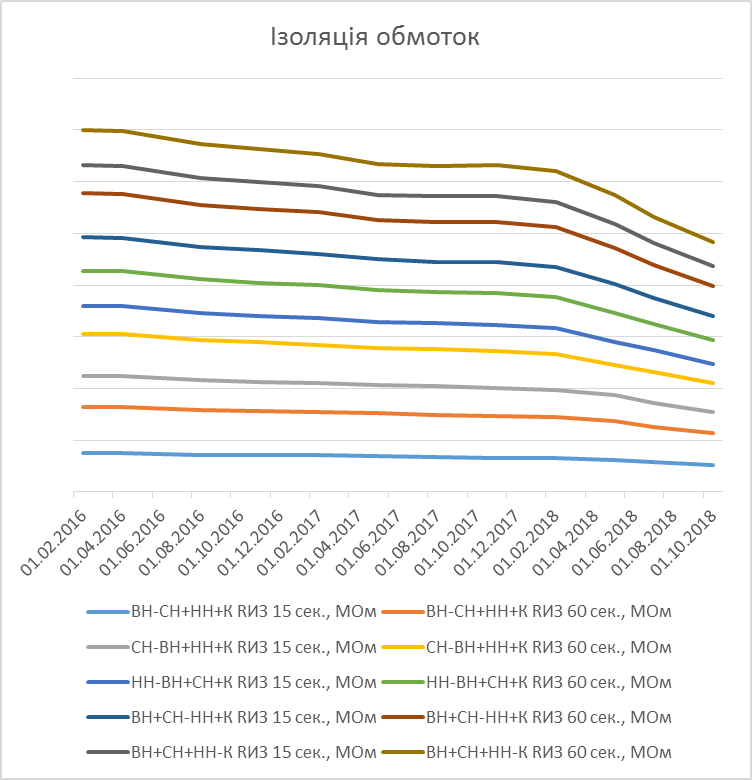
Згідно рекомендацій висновку експертизи персоналом служби діагностики ізоляції і захисту від перенапруги раз у квартал проводилися вимірювання характеристик ізоляції обмоток силового трансформатора. Протягом 2016-2018 років спостерігалося поступове погіршення ізоляційних характеристик обмоток трансформатора.

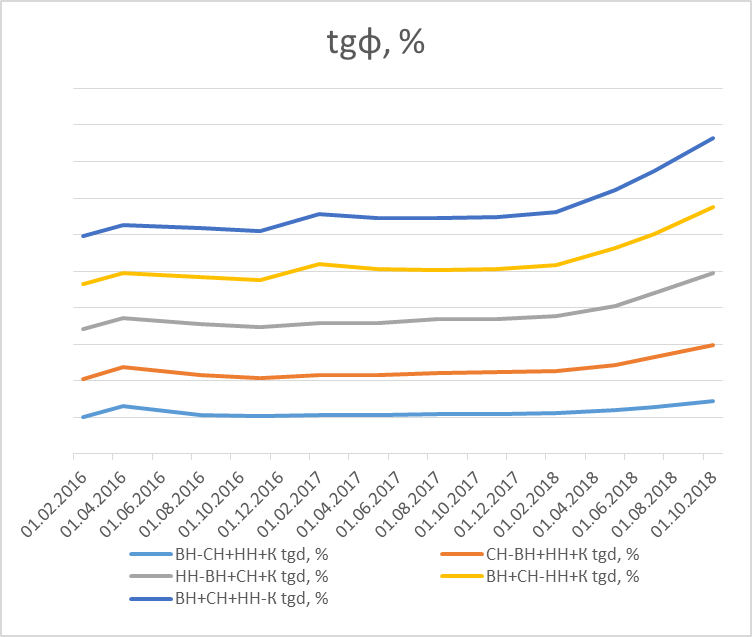
За три роки значення опору ізоляції зменшилось на 31%, tgδ - зафіксовано збільшення на 45%, що вказує на погіршення ізоляційних характеристик.

Зведена інформація щодо результатів вимірювання характеристик ізоляції обмоток силового трансформатора та динаміка їх погіршення наведена нижче в таблиці та відповідних діаграмах.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Обмотки** | | **Дата проведення вимірювань** | | | | | |
| **19.02.2016** | **15.04.2016** | **19.08.2016** | **18.11.2016** | **14.02.2017** | **19.05.2017** |
| ВН−СН+НН+К | RИЗ, МОм  (приведено до +15) | 1500/1800 | 1500/1800 | 1440/1730 | 1420/1700 | 1420/1680 | 1400/1650 |
| tgδ, %  (приведено до +15) | 0,2 | 0,262 | 0,21 | 0,206 | 0,21 | 0,212 |
| СН−ВН+НН+К | RИЗ, МОм  (приведено до +15) | 1200/1600 | 1200/1590 | 1150/1550 | 1150/1520 | 1120/1475 | 1100/1425 |
| tgδ, %  (приведено до +15) | 0,21 | 0,21 | 0,22 | 0,21 | 0,221 | 0,221 |
| НН−ВН+СН+К | RИЗ, МОм  (приведено до +15) | 1100/1350 | 1090/1350 | 1050/1300 | 1030/1280 | 1020/1270 | 1000/1225 |
| tgδ, %  (приведено до +15) | 0,271 | 0,271 | 0,28 | 0,278 | 0,285 | 0,285 |
| ВН+СН−НН+К | RИЗ, МОм  (приведено до +15) | 1300/1700 | 1290/1700 | 1250/1640 | 1250/1610 | 1230/1600 | 1200/1500 |
| tgδ, %  (приведено до +15) | 0,249 | 0,248 | 0,257 | 0,256 | 0,32 | 0,292 |
| ВН+СН+НН−К | RИЗ, МОм  (приведено до +15) | 1100/1350 | 1090/1350 | 1050/1300 | 1030/1280 | 1020/1250 | 1000/1200 |
| tgδ, %  (приведено до +15) | 0,263 | 0,263 | 0,271 | 0,27 | 0,276 | 0,278 |
| Температура обмоток, °С | | +15 | +15 | +15 | +15 | +15 | +15 |

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Обмотки** | | **Дата проведення вимірювань** | | | | | |
| **18.08.2017** | **17.11.2017** | **16.02.2018** | **18.05.2018** | **02.07.2018** | **14.10.2018** |
| ВН−СН+НН+К | RИЗ, МОм  (приведено до +15) | 1350/1640 | 1325/1620 | 1300/1600 | 1250/1500 | 1150/1370 | 1030/1240 |
| tgδ, %  (приведено до +15) | 0,215 | 0,217 | 0,222 | 0,238 | 0,257 | 0,29 |
| СН−ВН+НН+К | RИЗ, МОм  (приведено до +15) | 1100/1450 | 1080/1430 | 1050/1400 | 990/1150 | 920/1200 | 830/1100 |
| tgδ, %  (приведено до +15) | 0,226 | 0,228 | 0,233 | 0,25 | 0,273 | 0,305 |
| НН−ВН+СН+К | RИЗ, МОм  (приведено до +15) | 990/1200 | 1000/1240 | 990/1200 | 920/1120 | 830/1025 | 760/930 |
| tgδ, %  (приведено до +15) | 0,294 | 0,295 | 0,301 | 0,322 | 0,352 | 0,393 |
| ВН+СН−НН+К | RИЗ, МОм  (приведено до +15) | 1180/1525 | 1200/1560 | 1170/1530 | 1100/1410 | 990/1300 | 900/1170 |
| tgδ, %  (приведено до +15) | 0,27 | 0,27 | 0,277 | 0,316 | 0,323 | 0,361 |
| ВН+СН+НН−К | RИЗ, МОм  (приведено до +15) | 1000/1190 | 1000/1200 | 990/1200 | 920/1120 | 830/1030 | 760/930 |
| tgδ, %  (приведено до +15) | 0,285 | 0,286 | 0,292 | 0,316 | 0,341 | 0,381 |
| Температура обмоток, °С | | +15 | +15 | +15 | +15 | +15 | +15 |





За результатами аналізу трансформаторної оливи в 2016 році на наявність газів методом ГХ виявлено збільшення концентрації ацетилену та етилену, що може свідчити про наявність перетоку оливи між основним об’ємом оливи трансформатора та баком РПН, а також нагрівання контактних з’єднань в основному об’ємі.

Слід зауважити, що технічне обслуговування та поточні ремонти трансформатора Т-1 виконуються згідно затвердженого багаторічного графіка, відповідно до вимог нормативних документів. За підсумками перевірок Інспекції Держенергонагляду у Чернігівській області зауважень щодо повноти та якості проведення ПАТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» регламентних робіт з технічного обслуговування Т-1 на ПС 110/35/10 кВ «Остер» не виявлено.

Згідно висновку ТЕО визначено, що реконструкція електричних мереж напругою 10 кВ з ПС 110/35/10 кВ «Остер» та ПС 110/35/10 кВ «Козелець» є доцільною на класі напруги 20 кВ. Для проведення реконструкції існуючих мереж 10 кВ та переведення їх на напругу 20 кВ необхідне створення центру живлення 20 кВ, тобто необхідна заміна існуючих силових трансформаторів на нові з можливістю перемикання обмотки НН на напругу 20 кВ. Без виконання даного заходу подальша реалізація планів з реконструкції розподільчої мережі не можлива. Доцільно на першому етапі реалізації програми переходу на 20 кВ по даному вузлу провести заміну трансформатора Т-1 ПС “Остер», який має незадовільні експлуатаційні характеристики, на новий з можливістю переведення обмотки НН на напругу 20 кВ.

Крім того заміна застарілого силового трансформатора на ПС «Остер» обумовлена необхідністю створення надійного електропостачання у випадку відключення обладнання на ПС «Козелець» в ремонтно-аварійних режимах (при виведеному в ремонт Т-1 (або Т-2) на ПС «Остер» і при аварійному знеструмленні ПС «Козелець» по стороні 110 кВ). При цьому збільшується навантаження на силові трансформатори ПС «Остер»:

1. ПС «Савин» заживлюється від ПС «Остер» (додаткове навантаження становить 0,8 МВт.).

2. ПС «Форнеті», ПС «Льонзавод» заживлюються від ПС «Остер» по ПЛ 35 кВ «Пушкарі» (додаткове навантаження становить 0,2 МВт.).

3. ПС «Данівка» через СШ-35 кВ ПС «Козелець» заживлюється від ПС «Остер» по ПЛ 35 кВ «Пушкарі» (додаткове навантаження становить 0,3 МВт.).

4. Також одночасно при такому аварійному режимі від ПС «Остер» резервуються ПЛ 10 кВ «Козелець-Берлози», «Козелець-Лікарня», «Козелець-Бобруйки», «Козелець-Сираї», «Козелець-Сортсімена», «Козелець-Бояровка», «Козелець-Тарасів» (додаткове навантаження становить 3 МВт.).

Отже, додаткове сумарне навантаження на ПС «Остер» в такому ремонтно-аварійному режимі буде становити 4,3 МВт. Всього навантаження ПС «Остер» в такому режимі може досягати 12 МВт.

**План реалізації заходів з підвищення енергоефективності роботи електричних мереж шляхом переведення мереж 10 кВ на напругу 20 кВ**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Черги реконструкції** | **Обсяги робіт** | **Терміни реалізації** |
| **ПС 110/20 кВ «Остер»** | | |
| 3 черга | Заміна силового трансформатора Т-1 | 2019 |
| 4 черга | Реконструкція ВРП-110 кВ (заміна ВД,КЗ-110, СВ-110) | 2021 |
| 5 черга | Реконструкція ЗРП-10 кВ в ЗРП-20 кВ | 2022 |
| 6 черга | Заміна силового трансформатора Т-2 | 2025 |
| **Розподільчі мережі 20 кВ** | | |
| 1 черга | Реконструкція приєднання 20 кВ «Білики» | 2023 |
| 2 черга | Реконструкція приєднання 20 кВ «Лісхоззаг» | 2023 |
| 3 черга | Реконструкція приєднання 20 кВ «Романьки» | 2024 |
| 4 черга | Реконструкція приєднання 20 кВ «Харчокомбінат» | 2024 |
| 5 черга | Реконструкція приєднання 20 кВ «Беремицьке» | 2024 |

Проектна документація по технічному переоснащенню ПС 110/35/10 кВ «Остер» виконана ПАТ "ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО" власними силами в 2015 році.

Третьою чергою проекту технічного переоснащення передбачено:

– заміну силового трансформатора Т-1 типу ТДТН –16000/110 на новий ТДТН 16000/110 з можливістю перемикання обмотки 10 кВ на напругу 20 кВ;

– заміну розрядників 110, 35, 10 кВ приєднання Т-1 та нейтралі трансформатора на ОПН 110, 35, 10 кВ;

– встановлення трансформаторів струму 35, 10 кВ приєднання Т-1;

– заміну ЗОН-110 Т-1;

– відновлення маслоприймача трансформатора Т-1;

– монтаж шафи оперативного струму та заміна релейного захисту та автоматики.

При реконструкції будуть використовуватися наступні основні матеріали та обладнання:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Трансформатор силовий оливний ТДТН-16000/110 У1 | шт | 1 |
| Блок обмеж. перенапруги ЗОН 110кВ В | шт | 1 |
| Обмежувач перенапруг нелінійний 110 кВ РВА 3108 L5 E2 M8-5 зовнішньої установки з лічильником SC13 в комплекті | шт | 3 |
| Обмежувач перенапруги 10 кВ ОСР2-12S-NNN | шт | 3 |
| Обмежувач перенапруги 35 кВ OCP2-41M-NNN | шт | 3 |
| Провід АС | м | 158 |
| Трансформатор струму 10кВ 1000/5 ТОЛУ-10-2 | шт | 3 |
| Трансформатор струму 35 кВ 300/5 GIF 36 | шт | 3 |
| Кабель КВВГэнг | м | 2000 |
| Кабель S-FTP 4х2хAWG24 | м | 337 |
| Мультиметр PM135EH-5 50 АСDC 870 RU RS485 | шт | 3 |
| Шафа захисту трансформатора в тому числі: | шт | 1 |
| - Мікропроцесорний пристрій RET 650 А05 | шт | 1 |
| - Мікропроцесорний пристрій REC 650 А01 | шт | 1 |
| - мікропроцесорний пристрій REF 615, конфигурация J | шт | 2 |

Кошторисна вартість по **технічному переоснащенню ПС 110/35/10 кВ "Остер"** **в м. Остер, Козелецького району, Чернігівської області 3 черга** становить 20 158,49 тис. грн. без ПДВ. Інвестиційною програмою 2019 року на реалізація даного проекту передбачено **17 405,05 тис.грн. без ПДВ**, який буде повністю виконано. Реалізація проекту дасть можливість підвищити надійність електропостачання Козелецького району, знизити ТВЕ за рахунок поліпшення параметрів силового трансформаторів.

**Економічний ефект від впровадження заходу**

Методика розрахунку економічного ефекту від впровадження даного заходу наведе в пункті **1.1.5.1.1.**

Зведена інформація по економічному ефекту від заміни силового трансформатора наведена в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 Економічний ефект від впровадження нових силових трансформаторів

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Назва підстанції** | **Номер тр-ра** | **Старий трансформатор** | | | | **Новий трансформатор** | | | |
| **SН, МВА** | **ΔР,кВт** | **ΔQ,кВар** | **Iхх, %** | **SН, МВА** | **ΔР, кВт** | **ΔQ, кВар** | **Iхх, %** |
| ПС 110 кВ «Остер» | Т-1 | 16 | 25,75 | 192 | 1,2 | 16 | 23 | 160 | 1 |
| ПС 35 кВ «Ю.Восточна» | Т-1 | 4 | 7,26 | 44 | 1,1 | 4 | 6,7 | 40 | 1 |
| ПС 35 кВ «Ю.Восточна» | Т-2 | 4 | 7,28 | 48 | 1,2 | 4 | 6,7 | 40 | 1 |
| ПС 35 кВ «Низьківка» | Т-1 | 1,6 | 3,75 | 19,2 | 1,2 | 1,6 | 2,75 | 18 | 1,3 |

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Назва ПС** | **Номер**  **тр-ра** | **ΔWXA,**  **кВт\*год** | **ΔWXP,**  **кВар\*год** | **ВA,**  **грн** | **ВР,**  **грн** | **Всум,**  **грн.** |
| ПС 110 кВ «Остер» | Т-1 | 24 090 | 280 320 | 34 015 | 319 565 | 353 580 |
| ПС 35 кВ «Ю.Восточна» | Т-1 | 4905,6 | 35040 | 6927 | 39945 | 46872 |
| ПС 35 кВ «Ю.Восточна» | Т-2 | 5080,8 | 70080 | 7174 | 79891 | 87065 |
| ПС 35 кВ «Низьківка» | Т-1 | 8 760 | 10 512 | 12 369,1 | 11 983,7 | 24 352,8 |

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці 1.2.

Термін окупності складатиме:

**,** де

(17405,05-1000)/(918,7+516,59+239,35) = **9,8 років.**

**35 кВ**

**1.1.5.2.1 Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ «Ю. Восточна» в м. Прилуки, Чернігівської області. (1 черга)**

ПС 35/10 кВ «Ю.Восточна» знаходиться в м. Прилуки, Чернігівської області. Силовий трансформатор Т-1 типу ТМ-4000/35, виготовлений в 1969 році. Введений в експлуатацію в 1970 р. та знаходиться в роботі 49 років при нормативному терміні експлуатації 25 років. Силовий трансформатор Т-2 типу ТМ-4000/35, виготовлений в 1973 році та знаходиться в експлуатації 46 років при нормативному терміні експлуатації 25 років.

Даний об’єкт внесений до затвердженої «Схеми перспективного розвитку електричних мереж 35-110 кВ по ПАТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» на 2017-2027 роки» та «Плану розвитку розподільчих електричних мереж ПАТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» на 2016-2020 роки» (Таблиця 2.4.1 п.38), реалізація була запланована на 2018 рік, але не була виконана в зв’язку з недостатнім обсягом затвердженої інвестиційної програми 2018 року.

В 2015 році за результатами випробування та вимірювання параметрів силового трансформатора Т-1 акредитованою лабораторією Південних високовольтних електричних мереж фіксувалось погіршення ізоляційних характеристик та збільшення концентрації газів в баках трансформатора. Для визначення технічного стану силового трансформатора Т-1 на ПС «Ю.Восточна» було залучено спеціалізовану організацію, яка у жовтні 2015 році виконала необхідні вимірювання та випробування.

За результатами експертної оцінки технічного стану трансформатора Т-1 типу ТМ-4000/35, зав. № 84967 (експертний висновок №05.09.04-105.15 від 19.10.2015) було визначено, що трансформатор не відповідає вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки, а саме:

* трансформатор характеризується зносом компонентів активної частини з підвищеним старінням основної ізоляції;
* трансформатор має ознаки зволоження та забруднення твердої ізоляції, Кабс менше1,3;
* трансформатор має збільшення втрат ХХ та характеризується дефектом ізоляції листової сталі магнітопроводу.
* трансформатор має ознаки наявності термічних дефектів в зоні низьких температур, часткові розряди, аномальне нагрівання з негативним впливом на тверду ізоляцію, характеризується пошкодженням паперової ізоляції.
* трансформаторне масло характеризується забрудненням по 9 класу чистоти рідин.
* трансформаторне масло має значний вміст фуранових сполук.

Згідно висновку експертизи трансформатор знаходиться в незадовільному технічному стані та підлягає виведенню з експлуатації. Відповідно до результатів експертного обстеження встановлений знос компонентів активної частини з підвищеним старінням основної ізоляції.

Згідно рекомендацій висновку експертизи персоналом служби діагностики ізоляції і захисту від перенапруги раз у квартал проводилися вимірювання характеристик ізоляції обмоток силового трансформатора. Протягом 2017-2019 років спостерігалося поступове погіршення ізоляційних характеристик обмоток трансформатора.

За три роки значення опору ізоляції зменшилось на 25%, tgδ - зафіксовано збільшення на 24%, що вказує на погіршення ізоляційних характеристик.

Зведена інформація щодо результатів вимірювання характеристик ізоляції обмоток силового трансформатора Т-1 та динаміка їх погіршення наведена нижче в таблиці та відповідних діаграмах.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Обмотки** | | **Дата проведення вимірювань** | | | | | | | | |
| **25.01.2017** | **25.04.2017** | **27.07.2017** | **23.10.2017** | **24.01.2018** | **26.04.2018** | **25.07.2018** | **29.10.2018** | **24.01.2019** |
| ВН-НН+К | RИЗ, МОм | 3090/  3840 | 3000/  3730 | 2940/  3650 | 2790/  3470 | 2700/  3370 | 2600/  3230 | 2467/  3069 | 2418/  3010 | 2321/  2383 |
| (приведено до +15) |
| tg, % | 1,166 | 1,201 | 1,225 | 1,286 | 1,325 | 1,378 | 1,447 | 1,476 | 1,535 |
| (приведено до +15) |
| НН-ВН+К | RИЗ, МОм | 3015/  3770 | 2930/  3660 | 2870/  3580 | 2720/  3400 | 2640/  3300 | 2540/  3170 | 2410/  3012 | 2361/  2952 | 2267/  2834 |
| (приведено до +15) |
| tg, % | 1,299 | 1,338 | 1,365 | 1,433 | 1,476 | 1,535 | 1,612 | 1,644 | 1,71 |
| (приведено до +15) |
| ВН+НН-К | RИЗ, МОм | 2890/  3590 | 2800/  3480 | 2750/  3410 | 2610/  3240 | 2530/  3150 | 2430/  3020 | 2310/  2870 | 2263/  2811 | 2173/  2699 |
| (приведено до +15) |
| tg, % | 1,256 | 1,293 | 1,319 | 1,385 | 1,427 | 1,484 | 1,558 | 1,589 | 1,653 |
| (приведено до +15) |
| Температура обмоток, С | | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 |

В 2015 році за результатами випробування та вимірювання параметрів силового трансформатора Т-2 акредитованою лабораторією Південних високовольтних електричних мереж фіксувалось погіршення ізоляційних характеристик та збільшення концентрації газів в баках трансформатора. Для визначення технічного стану силового трансформатора Т-2 на ПС «Ю. Восточна» було залучено спеціалізовану організацію, яка у жовтні 2015 року виконала необхідні вимірювання та випробування.

За результатами експертної оцінки технічного стану трансформатора Т-2 типу ТМ-4000/35, зав. № 87862 (експертний висновок №05.09.04-106.15 від 19.10.2015) було визначено, що трансформатор не відповідає вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки, а саме:

* трансформатор характеризується зносом компонентів активної частини з підвищеним старінням основної ізоляції;
* трансформатор має ознаки зволоження та забруднення твердої ізоляції, Кабс менше1,3;
* трансформатор характеризується незадовільними показниками якості твердої ізоляції обмоток;
* трансформатор має збільшення втрат ХХ та характеризується дефектом ізоляції листової сталі магнітопроводу.
* трансформатор має ознаки наявності термічних дефектів в зоні низьких температур, часткові розряди, аномальне нагрівання з негативним впливом на тверду ізоляцію, характеризується пошкодженням паперової ізоляції.
* трансформаторне масло характеризується забрудненням по 9 класу чистоти рідин.
* трансформаторне масло має значний вміст фуранових сполук.

Згідно висновку експертизи трансформатор знаходиться в незадовільному технічному стані та підлягає виведенню з експлуатації. Відповідно до результатів експертного обстеження встановлений знос компонентів активної частини з підвищеним старінням основної ізоляції.

Згідно рекомендацій висновку експертизи персоналом служби діагностики ізоляції і захисту від перенапруги раз у квартал проводилися вимірювання характеристик ізоляції обмоток силового трансформатора. Протягом 2017-2019 років спостерігалося поступове погіршення ізоляційних характеристик обмоток трансформатора.

За три роки значення опору ізоляції зменшилось на 29%, tgδ - зафіксовано збільшення на 28%, що вказує на погіршення ізоляційних характеристик.

Зведена інформація щодо результатів вимірювання характеристик ізоляції обмоток силового трансформатора Т-2 та динаміка їх погіршення наведена нижче в таблиці та відповідних діаграмах.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Обмотки** | | **Дата проведення вимірювань** | | | | | | | | |
| **25.01.2017** | **25.04.2017** | **27.07.2017** | **23.10.2017** | **24.01.2018** | **26.04.2018** | **25.07.2018** | **29.10.2018** | **29.01.2019** |
| ВН-НН+К | RИЗ, МОм | 4200/  5200 | 4050/  5000 | 3900/  4800 | 3800/  4700 | 3570/  4410 | 3430/  4240 | 3260/  4020 | 3160/  3900 | 3000/  3700 |
| (приведено до +15) |
| tg, % | 1,378 | 1,433 | 1,476 | 1,52 | 1,611 | 1,676 | 1,76 | 1,812 | 1,903 |
| (приведено до +15) |
| НН-ВН+К | RИЗ, МОм | 4200/  4250 | 4050/  5030 | 3900/  4880 | 3800/  4730 | 3570/  4450 | 3430/  4270 | 3260/  4050 | 3160/  3930 | 3000/  3740 |
| (приведено до +15) |
| tg, % | 1,447 | 1,505 | 1,55 | 1,597 | 1,692 | 1,76 | 1,848 | 1,904 | 1,999 |
| (приведено до +15) |
| ВН+НН-К | RИЗ, МОм | 3950/  4900 | 3800/  4700 | 3680/  4550 | 3570/  4400 | 3360/  4140 | 3220/  3980 | 3060/  3780 | 2970/  3670 | 2820/  3480 |
| (приведено до +15) |
| tg, % | 1,417 | 1,473 | 1,577 | 1,563 | 1,657 | 1,723 | 1,809 | 1,863 | 1,957 |
| (приведено до +15) |
| Температура обмоток, С | | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 |



ТОВ «ЕДС Інжинірінг» за рахунок інвестиційної програми 2017 року виконало робочий проект «Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ " Ю.Восточная " в м. Прилуки, Чернігівської області (1 черга)».

Першою чергою проекту технічного переоснащення передбачено:

– заміну силового трансформатора Т-1 типу ТМ – 4000/35 на новий ТМН – 4000/35;

– заміну силового трансформатора Т-2 типу ТМ – 4000/35 на новий ТМН – 4000/35;

– встановлення трансформаторів струму 35 кВ приєднання Т-1 та Т-2;

– заміну розрядників 35 кВ приєднання Т-1 та Т-2 на обмежувачі перенапруги 35 кВ та монтаж ОПН 10 кВ;

– модернізація релейного захисту Т-1 та Т-2.

2 черга реалызацыъ проекту «Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ " Ю.Восточная " в м. Прилуки, Чернігівської області запланована на 2021 рік.

При реконструкції будуть використовуватися наступні основні матеріали та обладнання:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Трансформатор ТМН-400/35 | шт. | 2 |
| ОПН 35 кВ МWК-41 | шт. | 6 |
| ОПН 10 кВ МWК-12 | шт. | 6 |
| Трансформатор струму ТПЛ-10 300/5 | шт. | 6 |
| Ізолятор опорний 35 кВ ОСК 12,5-35/190 | шт. | 6 |
| Ізолятор опорний 20 кВ ОСК 20-20/125 | шт. | 6 |
| Провід АС 95/16 | м | 70 |
| Шафа захасту т-ра 0583/п-РЗА | шт. | 1 |
| Кабель ВВГ нг 4х4 | м | 485,5 |
| Кабель КВВГэнг 4х4 | м | 1945,7 |

Кошторисна вартість по **технічному переоснащенню ПС 35/10 кВ " Ю.Восточная " в м. Прилуки, Чернігівської області (1 черга)** становить **13289,69** тис. грн. без ПДВ. Інвестиційною програмою 2019 року передбачені кошти по технічному переоснащенню ПС 35/10 кВ " Ю.Восточная " в м. Прилуки, Чернігівської області 1 черга, на суму **11350,53 тис. грн. без ПДВ**, який буде повністю виконано. Реалізація проекту дасть можливість підвищити надійність електропостачання Прилуцького району, знизити ТВЕ за рахунок поліпшення параметрів силового трансформаторів.

**Економічний ефект від впровадження заходу**

Методика розрахунку економічного ефекту від заміни силових трансформаторів наведена в пункті **1.1.5.1.2.**

Зведена інформація по економічному ефекту від заміни силових трансформаторів наведена в таблицях 1.1.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці 1.2.

Термін окупності складатиме:

**,** де

(11350,53 – 630)/(133,9+754,41+56,99) =**11,3 років.**

**1.1.5.2.2 Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ "Низьківка" в с. Низьківка, Щорського (Сновського) району, Чернігівської області**

ПС 35/10 кВ «Низьківка» знаходиться в с. Низьківка, Щорського району, Чернігівської області. Силовий трансформатор Т-1 типу ТМ-1600/35, виготовлений в 1974 році. Введений в експлуатацію в 1974 р. та знаходиться в роботі 45 років при нормативному терміні експлуатації 25 років.

Даний об’єкт внесений до затвердженої «Схеми перспективного розвитку електричних мереж 35-110 кВ по ПАТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» на 2017-2027 роки» та «Плану розвитку розподільчих електричних мереж ПАТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» на 2016-2020 роки» (Таблиця 2.4.1 п.28), реалізація була запланована на 2018 рік, але не була виконана в зв’язку з недостатнім обсягом затвердженої інвестиційної програми 2018 року.

Чергові останні випробування та вимірювання параметрів електрообладнання та апаратів електроустановок виконані 19.06.2014 р. акредитованою лабораторією Північних високовольтних електричних мереж. За результатами випробування та вимірювання параметрів встановлено погіршення ізоляційних характеристик, збільшення концентрації газів в баку трансформатора.

В процесі огляду Т-1 встановлено:

- потребують заміни гумові ущільнення навісного обладнання, в зв’язку зі старінням і розтріскуванням;

- підтікання масла зі зливного крана основного об’єму та з під шиберів радіаторів;

- датчик температури ТКП-160 не працює, що унеможливлює чітку роботу захисту трансформатора;

- тріщини на вводах 35 кВ (ф. В та С);

- корпус газового реле має видиму деформацію, що призводить до протікання масла з розширювального баку трансформатора;

- в зв’язку зі старінням зварних швів на радіаторах № 1 та № 2 вони знаходяться в закритому стані та не беруть участі в охолоджуванні трансформатора;

- маслоприймач має значні пошкодження конструкцій, які порушують його герметичність;

- панелі захисту силового трансформатора, центральної сигналізації відпрацювали значний термін;

- через тривалий строк експлуатації спостерігається процес окислення жил і втрата механічної міцності алюмінієвих контрольних та силових кабелів;

- кабельні лотки мають пошкодження та потребують заміни.

Запобіжник ПСН-35 приєднання Т-1:

– запобіжник спрацював свій експлуатаційний ресурс та не забезпечує умов надійності роботи.

Силовий трансформатор Т-1 потребує заміни, про що свідчить висновок експертизи Вінницького ЕТЦ № 05.09.04.-99.15 від 15.10.2015 року щодо відповідності силового трансформатора типу ТМ-1600/35 № 88682 вимогам нормативно – правових актів з охорони праці та промислової безпеки.

Проектна документація по технічному переоснащенню ПС 35/10 кВ " Низьківка " в с. Низьківка, Щорського району, Чернігівської області виконана ПАТ "ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО" власними силами в 2016 році.

Першою чергою проекту технічного переоснащення передбачено:

– заміну силового трансформатора Т-1 типу ТМ – 1600/35 на новий ТМН – 1600/35;

– встановлення трансформаторів струму 35 кВ приєднання Т-1;

– заміну розрядників 35 та 10 кВ приєднання Т-1 на обмежувачі перенапруги 35 та 10 кВ;

* заміну ПСН-35 Т-1 на сучасний вимикач 35 кВ;

– модернізація релейного захисту Т-1.

При реконструкції будуть використовуватися наступні основні матеріали та обладнання:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Трансформатор силовий ТМН-1600 | шт. | 1 |
| Блок вимикача Б35А-147/К-УХЛ1 | шт. | 1 |
| в тому числі: |  |  |
| Вакуумний вимикач ВР-35НСМ-35-20/16000 | шт. | 1 |
| Роз"єднувач РДЗ -1-35/1000 У1 | шт. | 1 |
| Шафа РШ-13МР-35/10-ДАА-1-54 УХЛ1 | шт. | 1 |
| Кабель КВВГэнг | м | 287 |
| Кабель SFТР 4х2х АWG24 | м | 25 |
| Провід АС 95/16 | м | 36 |
| Провід АС400/22 | м | 10 |

Кошторисна вартість по **технічному переоснащенню ПС 35/10 кВ** " Низьківка " в с. Низьківка, Щорського району, Чернігівської області становить **6315,165** тис. грн. без ПДВ. Інвестиційною програмою 2019 року передбачені кошти по технічному переоснащенню ПС 35/10 кВ " Низьківка " в с. Низьківка, Щорського району, Чернігівської області, на суму **3994,82 тис. грн. без ПДВ**, який буде повністю виконано. Реалізація проекту дасть можливість підвищити надійність електропостачання щорського району, знизити ТВЕ за рахунок поліпшення параметрів силового трансформаторів

**Економічний ефект від впровадження заходу**

Методика розрахунку економічного ефекту від заміни силового трансформатора наведена в пункті **1.1.5.1.2.**

Зведена інформація по економічному ефекту від заміни силового трансформатора наведена в таблицях 1.1.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці 1.2.

Термін окупності складатиме:

**,** де

(3994,82-315)/(25,62+355,43+28,5) = **8,9 років**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | |  |  | **Таблиця 1.2 -Загальний економічний ефект від впровадження заходів наведено в таблиці:** | | | | | | | | | | |
| № | Найменування заходу | | | | Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ) | Оприбуткування зворотних матеріалів | Сукупний економічний  ефект  від впровадження заходу  за **2019**рік\*,  тис.грн (без ПДВ) | Окупність, роки | Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ) | | | |
| Зниження ТВЕ | Зниження операційних витрат | Зниження потенційних очікуваних збитків\*\* | Збільшення  корисного  відпуску |
| 1 | | | | 2 | 3 | 4=6+7+8+9 | 5=(2-3)/4 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 1 | Реконструкція ПЛ-35 кВ "Козелець-Савин " | | | | 8401,32 | 170,86 | 959,78 | 8,6 | 749,13 | 91,40 | - | 119,25 |
| 2 | Реконструкція КЛ 10 кВ "ТЕЦ - ТП-328" в м.Чернігів, Чернігівської област | | | | 1 276,00 | - | 248,37 | 5,1 | 65,57 | 11,00 | - | 171,80 |
| 3 | Реконструкція КЛ 10 кВ "ТЕЦ - РП-22" в м.Чернігів, Чернігівської області | | | | 5 122,52 | - | 457,70 | 11,2 | 271,34 | 11,00 | - | 175,06 |
| 4 | Технічне переоснащення ПЛ 10 кВ "Савин-Карпоки" Козелецького району, Чернігівської області (встановлення реклоузерів для секціонування ПЛ) | | | | 3616,6 | - | 527,63 | 6,8 | - | 27,23 | - | 500,40 |
| 5 | Реконструкція ПЛ-0,4 кВ Л-Вересня 15-го, Л- Ворошилова, Л- Овдіївська від ЗТП-10 в м.Ніжин, Ніжинського району, Чернігівської області | | | | 7616,10 | 192,90 | 301,51 | 24,6 | 26,98 | 168,67 | - | 105,86 |
| 6 | Реконструкція ПЛ-0,4 кВ Л-Господарчий двір, Л-Міськлікарня, Л-Харчоблок від ЗТП-14 в м.Ніжин, Ніжинського району, Чернігівської області | | | | 764,74 | 12,80 | 32,95 | 22,8 | 2,87 | 24,66 | - | 5,42 |
| 7 | Реконструкція ПЛ-0,4 кВ Л-Небесної сотні (Леніна), Л-Яворовського від ЗТП-20 в м.Ніжин, Ніжинського району, Чернігівської області | | | | 4131,35 | 54,64 | 150,28 | 27,1 | 26,74 | 105,30 | **-** | 18,24 |
| 8 | Реконструкція ПЛ-0,4 кВ Л-Шевченка від ЗТП-29 в м.Ніжин, Ніжинського району, Чернігівської області | | | | 3869,01 | 57,20 | 148,75 | 25,6 | 12,99 | 116,23 | **-** | 19,53 |
| 9 | Реконструкція ПЛ-0,4 кВ Л-Лермонтова, Л-Московська від ЗТП-84 в м.Ніжин, Ніжинського району, Чернігівської області | | | | 5065,44 | 36,06 | 173,01 | 29,1 | 19,13 | 126,24 | **-** | 27,64 |
| 10 | Реконструкція ПЛ 0,4кВ "ТП-1 ул.Воровского" в м.Чернігів, Чернігівської області | | | | 2 351,54 | 53,35 | 222,31 | 10,4 | 7,46 | 46,64 | - | 168,21 |
| 11 | Реконструкція ПЛ 0,4кВ "ТП-12 ул. 1 Мая" в м.Чернігів, Чернігівської області | | | | 3 116,72 | 66,99 | 328,58 | 9,28 | 9,37 | 58,52 | - | 260,69 |
| 12 | Реконструкція ПЛ 0,4кВ "ТП-115 ул.Примакова" в м.Чернігів, Чернігівської області | | | | 1 317,92 | 37,28 | 127,52 | 10 | 5,21 | 32,59 | - | 89,72 |
| 13 | Реконструкція ПЛ 0,4кВ "ТП-8 ул.Воровского" в м.Чернігів, Чернігівської області | | | | 596,84 | 17,28 | 62,12 | 9,3 | 2,42 | 15,10 | - | 44,61 |
| 14 | Реконструкція ПЛ 0,4кВ "ТП-149 Уличное освещение" в м.Чернігів, Чернігівської області | | | | 1 063,43 | 27,60 | 86,7 | 11,9 | 53,98 | 24,14 | - | 8,59 |
| 15 | Реконструкція ПЛ 0,4 кВ ул. Лодочна від ТП-608 в м.Чернігів, Чернігівська | | | | 1 522,65 | 66,38 | 113,66 | 12,8 | 9,28 | 58,04 | - | 46,34 |
| 16 | Реконструкція ПЛ 0,4 кВ ул Нахимова-ул.освещ. від ТП-87 в м.Чернігів, Чернігівської області | | | | 2 715,14 | 74,56 | 171,79 | 15,4 | 10,39 | 65,10 | - | 96,30 |
| 17 | Реконструкція ПЛ 0,4 кВ ул. Костр Руднева від ТП-90 в м.Чернігів, Чернігівської області | | | | 2 192,63 | 62,44 | 159,6 | 13,3 | 8,70 | 54,60 | - | 96,30 |
| 18 | Реконструкція ПЛ 04 кВ Л-Березанська, Л-Гаражи, Л-Чайковського, Толстого від ЗТП-1102 в м.Ніжин, Ніжинського району Чернігівської області. | | | | 8170,52 | 177,62 | 368,9 | 21,7 | 24,86 | 155,24 | - | 188,80 |
| 19 | Реконструкція КЛ 0,4 кВ "ТП 136 Любечская,2" в м. Чернігів, Чернігівської області | | | | 415,17 | - | 70,84 | 5,9 | 56,34 | 11,00 | - | 3,50 |
| 20 | Реконструкція КЛ 0,4 кВ "ТП 141 ПОР, 93" в м. Чернігів, Чернігівської області | | | | 346,36 | - | 32,93 | 10,5 | 19,02 | 11,00 | - | 2,91 |
| 21 | Реконструкція КЛ 0,4 кВ "ТП 188 КИВЦ" в м. Чернігів, Чернігівської області | | | | 580,59 | - | 40,77 | 14,2 | 36,54 | 11,00 | - | 3,23 |
| 22 | Реконструкція КЛ 0,4 кВ "ТП 251 Госбанк" в м. Чернігів, Чернігівської області | | | | 487,65 | - | 40,29 | 12,1 | 27,53 | 11,00 | - | 1,76 |
| 23 | Реконструкція КЛ 0,4 кВ "ЗТП-184 пр."Шевченко" в м. Прилуки, Прилуцького району, Чернігівської області | | | | 188,83 | - | 35,98 | 5,2 | 21,54 | 11,00 | - | 3,44 |
| 24 | Реконструкція КЛ 0,4 кВ "ЗТП-184 пр. вул. Трьохсвятительська-Кустівська" в м. Прилуки, Прилуцького району, Чернігівської області | | | | 356,64 | - | 56,3 | 6,3 | 39,57 | 11,00 | - | 5,73 |
| 25 | Будівництво трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ в м. Ічня, Ічнянського району, Чернігівської області | | | | 241,05 | - | 4000,00 | 0,06 | - | 4 000,00 | - | - |
| 26 | Технічне переоснащення ПС 110/10 кВ "НРЗ" в м. Ніжин, Чернігівської області (1-2 черга) | | | | 10480,77 | 1200 | 2716,17 | 3,8 | 753,95 | 1004,82 | 957,4 | **-** |
| 27 | Tехнічне переоснащення ПС 110/35/10 кВ "Прилуки" в м. Прилуки, Чернігівської області | | | | 38098,67 | - | 8 570,56 | 4,4 | 5679 | 17,3 | 2874,26 | **-** |
| 28 | Технічне переоснащення ПС 110/35/10 кВ "Остер" в м. Остер Козелецького р-ну Чернігівської області 3 черга | | | | 17 405,05 | 1 000 | 1 674,64 | 9,8 | 918,7 | 516,59 | 239,35 | **-** |
| 29 | Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ «Ю. Восточна» в м. Прилуки, Чернігівської області. (1 черга) | | | | 11350,53 | 630 | 945,3 | 11,3 | 133,9 | 754,41 | 56,99 | **-** |
| 30 | Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ "Низьківка" в с. Низьківка, Щорського (Сновського) району, Чернігівської області (1 черга) | | | | 3994,82 | 315 | 409,55 | 8,9 | 25,62 | 355,43 | 28,5 | **-** |
| \* Економічний ефект розраховується виключно для заходів, які будуть введені в промислову  експлуатацію протягом 2019 року. | | | | | | | | | | | | | |
| \*\* Зниження потенційних очікуваних збитків розраховується як різниця між добутками ймовірності  збитку та величини збитку при старому та новому обладнанні відповідно. | | | | | | | | | | | | | |

#### 1.2 Інше

#### 1.2.1 Проектні роботи «Будівництво трансформаторної підстанції ПС 110/20/10 кВ "Масани" в м. Чернігів, Чернігівської області» (стадія «Робоча документація»)

Через швидкий розвиток будівництва нового житла та інфраструктури Чернігова в мікрорайоні «Масани», виникла потреба в будівництві нової підстанції 110 кВ. Будівництво цієї підстанції створить додатковий центр живлення, підвищить надійність електропостачання існуючих об’єктів у районі «Масани» та інших прилеглих частинах міста.

Будівництво ПС 110/20/10 кВ «Масани» заплановано згідно розробленої Схеми перспективного розвитку електричних мереж 35-110 кВ по ПАТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» на 2017-2027 роки, Плану розвитку розподільчих електричних мереж ПАТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» на 2016-2020 роки. (Таблиця 2.4.1 п.24)

В 2018 році ПАТ ПТІ «Київоргбуд» було виготовлено проект №2501 «Техніко-економічне обґрунтування щодо визначення доцільності підвищення енергоефективності роботи розподільчих мереж шляхом їх реконфігурації з автоматизацією та переходом на ступінь напруги 20 кВ розподільчих електричних мереж напругою 10 кВ центральної та північної частини міста Чернігів», яким передбачено та економічно обґрунтовано будівництво нової ПС 110/20 кВ «Масани» з класом напруги 20 кВ.

Планується спорудити нову ПС 110/20 кВ «Масани» з трансформаторами типу ТРДН-25000/110 на відгалуженні від існуючої двоколової ПЛ 110 кВ «ЧТЕЦ-Чернігівська-330». При цьому РУ 110 кВ планується реалізувати за схемою 110-2 «два блоки лінія-трансформатор з сучасними вимикачами в колах трансформаторів та неавтоматичною перемичкою з боку ліній», а РУ НН – за схемою 10-2 «Дві, секціоновані вимикачем, системи шин».

Виготовлення проектних робіт «Будівництво трансформаторної ПС 110/20/10 кВ «Масани» в м. Чернігів Чернігівської області» включає в себе дві стадії:

- «Будівництво трансформаторної ПС 110/20/10 кВ «Масани» в м. Чернігів Чернігівської області» (стадія «Проект»);

- «Будівництво трансформаторної ПС 110/20/10 кВ «Масани» в м. Чернігів Чернігівської області» (стадія «Робоча документація»).

Загальна вартість проектних робіт «Будівництво трансформаторної ПС 110/20/10 кВ «Масани» в м. Чернігів Чернігівської області» згідно зведеного кошторису складає 5 962,79 тис. грн без ПДВ З урахуванням коригування затрат, загальна вартість проектних робіт «Будівництво трансформаторної ПС 110/20/10 кВ «Масани» в м. Чернігів Чернігівської області» складає **5 470,45 тис. грн без ПДВ.**

У зв’язку зі значними обсягами робіт з виготовлення проектно-кошторисної документації «Будівництва трансформаторної ПС 110/20/10 кВ «Масани» в м.Чернігів, Чернігівської області», **у 2018 році виконано першу стадію робіт** з виготовлення проектно-кошторисної документації: **«Будівництво трансформаторної ПС 110/20/10 кВ «Масани» в м.Чернігів, Чернігівської області»** **(стадія «Проект»)** та **розпочато виконання** робіт **другої стадії** з виготовлення проектно-кошторисної документації: **«Будівництво трансформаторної ПС 110/20/10 кВ «Масани» в м.Чернігів, Чернігівської області»** **(стадія «Робоча документація»).** Захід проектні роботи «Будівництво трансформаторної ПС 110/20/10 кВ «Масани» в м.Чернігів, Чернігівської області» (стадія «Робоча документація») є перехідним, у 2018 році сплачено авансовий платіж, а закінчення робіт з виготовлення проектно-кошторисної документації (повне освоєння коштів) та остаточний розрахунок планується в 2019 році за рахунок інвестиційної програми на 2019 рік.

Для завершення виготовлення проектних робіт «Будівництво трансформаторної ПС 110/20/10 кВ «Масани» в м.Чернігів, Чернігівської області» (стадія «Робоча документація») до інвестиційної програми 2019 року планується включити кошти на суму **1 528,78 тис.грн без ПДВ.** Роботи планується виконати згідно графіку та закінчити в 2019 році.

**Графік виконання проектних робіт «Будівництво трансформаторної ПС 110/20/10 кВ «Масани» в м.Чернігів»:**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Етапи | 2018 рік, місяць | | | | | 2019 рік, місяць | |
| 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 7-10 | 11 |
| Проведення закупівлі робіт |  |  |  |  |  |  |  |
| Укладання договору |  |  |  | Х |  |  |  |
| Виконання робіт |  |  |  |  | Х | Х |  |
| Проходження експертизи |  |  |  |  |  |  | Х |

#### Реалізація данного проекту по будівництву ПС 110/20/10 кВ «Масани» в м.Чернігів планується в 2021-2022 роках.

#### 1.2.2 Проектні роботи з реконструкції ПЛ 0,4 кВ КТП 80 Л-1,2,3 м.Корюківка в Корюківському районі, Чернігівської області

В інвестиційній програмі 2019 року передбачено проектні роботи з реконструкції ліній електропередач ПЛ 0,4 кВ КТП 80 Л-1,2,3 в м.Корюківка, Корюківського району, Чернігівської області, загальною довжиною ПЛ 0,4 – 4,550 км.

ПЛ 0,4 кВ введені в експлуатацію 1967 р. Відповідно до СОУ-Н-МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38- 20 кВ з повітряними лініями електропередачі» по Л- 1 значення коефіцієнту дефектності (КДН) складає 55 %, по Л-2 КДН склав 72%, по Л-3 – 42%, що свідчить про незадовільний технічний стан ліній.

Враховуючи рекомендації надані Держенергонаглядом при здійсненні моніторингу технічного стану основного обладнання підстанцій та електричних мереж, з метою оцінки готовності основного обладнання до роботи в осінньо-зимовий період 2017-2018 ПЛ 0,4 кВ КТП 80 Л-1,2,3 в м.Корюківка, Корюківського району, Чернігівської області потребують реконструкції.

Кількість дефектних опор на ПЛ-0,4 кВ Л-1, Л-2, Л-3 від КТП- 80 ( опори дерев’яні та СНВ1-1) складає більше 60 %.

Велика кількість дефектних ділянок магістральних проводів та вводів до будинків.

В інвестиційній програмі 2019 року передбачено проектні роботи з реконструкції ліній електропередач ПЛ 0,4 кВ КТП 80 Л-1,2,3 в м.Корюківка, Корюківського району, Чернігівської області, загальною довжиною ПЛ 0,4 – 4,550 км.

Загальна характеристика об’єкту

ПЛ 0,4 кВ введені в експлуатацію 1967 р. КТП-80 - 1977р.

Довжина лінії Л – 1 від КТП – 80 – 1,5 км.

Загальна кількість споживачів: юридичні споживачі – 2 споживачі, побутові – 51 споживач. Категорія надійності – 3-тя.

Довжина лінії Л – 2 від КТП – 80 – 1,749 км.

Загальна кількість споживачів: юридичні споживачі – 2 споживачі, побутові – 43 споживачі. Категорія надійності – 3-тя.

Довжина лінії Л – 3 від КТП – 80 – 1,300 км.

Загальна кількість споживачів: юридичні споживачі відсутні, побутові – 57 споживачів. Категорія надійності – 3-тя.

Звернення споживачів стосовно не задовільного технічного стану мереж та якості напруги:

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| Кількість звернень | - | - | - | 8 | 2 |

Технічний стан ПЛ 0,4 кВ

Згідно Акту технічного обстеження, проведеного спеціалістами (інженерно-технічними працівниками) ВП Корюківський РЕМ визначено дефектним наступне обладнання:

1. Стояки СНВ-1.1 – 31 шт. що складає 53% від загальної кількості опор.

2. Стояки дерев'яні на з/б приставках 8 шт –13% від загальної кількості опор .

3. Проводи дефектні - А-25 ( 1,8 км ) – 23 % від загальної кількості .

4. Відгалуження від опор до будинків виконані неізольованим проводом 34 шт – 55% від загальної кількості вводів.

По Л-2 визначено дефектним наступне обладнання :

1. Стояки СНВ-1.1 – 29 шт. що складає 61% від загальної кількості опор.

2. Проводи дефектні - А-25 ( 1,1 км ) – 29 % від загальної кількості .

3. Відгалуження від опор до будинків виконані неізольованим проводом- 14 шт – 32% від загальної кількості вводів.

По Л-3 визначено дефектним наступне обладнання :

1. Стояки СНВ-1.1 – 4 шт. що складає 9 % від загальної кількості опор.

2. Стояки дерев'яні на з/б приставках 21 шт – 49% від загальної кількості опор .

3. Проводи дефектні - А-25 ( 1,5 км ) – 33 % від загальної кількості .

4. Відгалуження від опор до будинків виконані неізольованим проводом - 25 шт – 51% від загальної кількості вводів.

Відповідно до СОУ-Н-МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38- 20 кВ з повітряними лініями електропередачі» по Л- 1 значення коефіцієнту дефектності (КДН) складає 55 %, по Л-2 КДН склав 72%, по Л-3 – 42%, що свідчить про незадовільний технічний стан ліній.

Інформація по технічному обслуговуванню та капітальним ремонтам

Заміри рівня напруги в контрольних точках ПЛ 0,4 кВ склали:

Л- 1-202В , Л- 2-205В, Л- 3 -204В ( що не відповідає вимогам ГОСТ -13109-97).

Падіння напруги в лінії: Л-1 на 8%, Л- 2 на 7% , Л- 3 на 7,3%.

Навантаження на головному рубильнику ТП 10/0,4 кВ

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Фаза | Навантаження,А | | | |
| 2015р. | 2016р. | 2017р. | 2018р. |
| «А» | 58 | 62 | 63 | 65 |
| «В» | 49 | 70 | 65 | 68 |
| «С» | 67 | 65 | 68 | 66 |

Перевірка повного опору петлі « фаза – нуль»:

* І ном встановленого апарату захисту - 160 А;
* І розр апарату захисту по результатам виміру опору петлі « фаза – нуль»: - 550 А.

Висновок – апарати захисту вибрані не по струму к.з., а по режиму навантаження мережі.

Грозозахист:

* встановлено 26 заземлюючих спусків;

останній огляд проводився у 2017 році. За результатами огляду порушень не виявлено.

*Останній капітальний ремонт на ПЛ 0,4 кВ - проведений у 2012 році.*

За аналізом наданої документації та оглядом об’єкту з виїздом на місце встановлено наступне:

- кількість дефектних опор на ПЛ-0,4 кВ Л-1, Л-2, Л-3 від КТП- 80 ( опори дерев’яні та СНВ1-1) складає близько 60 %.

- велика кількість дефектних ділянок магістральних проводів та вводів до будинків (корозія, скрутки, підгоряння та пошкодження жил в результаті КЗ).

- апарати захисту ПЛ вибрані по режиму навантаження мереж, а не по струму К.З.

- на ПЛ-0,4 кВ використовуються з/б стійки марки СНВ-1-1 у яких вийшов термін експлуатації та на які заборонено підйом на лазах, що значно ускладнює обслуговування електроустановки та впливає на надійність електропостачання (як приклад розтріскування бетону стійки опор №50, 53 Л-1; №2, 16, 18 Л-2; №20,23,26 Л-3);

- на дерев’яних опорах сліди загнивання деревини та ослаблення бандажів (як приклад опори №18п, 19п, 33п, 52 Л-1; №3п, 8, 9, 12п, 14 Л-3);

- велика кількість дефектних ділянок магістральних проводів та вводів до будинків (понаднормовою кількістю з’єднань в одному прогоні) (як приклад №30-31, 50-51 Л-1; №5-6, 10-12 Л-2; №8-9, 10-12, 24-25 Л-3);

- траверси опор в наслідок тривалої експлуатації мають корозію металу та деформаційні ушкодження;

- провід марки А-25, який використовується на магістралі ПЛ 0,4 кВ, підлягає заміні, так як їх дефектність в середньому складає 28,3% ;

- мають місце не стандартні вводи до житлових будинків з опор ПЛ, поперечний переріз яких не відповідає вимогам Правил (як приклад №7, 15, 22, 36, 41 Л-1; №6, 11, 20, 26, 34 Л-2; №5, 18, 19, 23 Л-3);

- по всій довжині ПЛ велика кількість фруктових дерев, що ускладнює організацію робіт по розчищенню трас від кущів та дерев, в зв’язку з невдоволенням жителів міста (як приклад №1-2, 7-12, 14-18, 22-24, 30-31, 38-43, 50-51 Л-1; №1-2, 5-5п, 9-11, 17-18, 29-31, 33-34 Л-2; №3-6, 12-13, 15-17,18-19, 23-25, 26-28 Л-3);

- ЛЕП частково проходить по території приватних домоволодінь, що значно ускладнює проведення технічного обслуговування даних ПЛ 0,4 кВ та унеможливлює оперативно усувати пошкодження на ПЛ 0,4 кВ.

Враховуючи вищезазначене ПЛ 0,4 кВ КТП 80 Л-1,2,3 в м.Корюківка, Корюківського району, Чернігівської області потребують реконструкції.

Реалізація даного заходу планується в 2020 році.

На виготовлення проекту роботи з **реконструкції ліній електропередач ПЛ 0,4 кВ КТП 80 Л-1,2,3 в м.Корюківка, Корюківського району, Чернігівської області** інвестиційною програмою 2019 року передбачені кошти в розмірі **681,17 тис. грн. без ПДВ**.

#### 1.2.3 Проектні роботи з реконструкції ПЛ 0,4 кВ ЗТП 301 Л-1 «Леніна», Л-2 «Кондитерський цех», Л-«Музична школа» м.Ічня в Ічнянському районі, Чернігівської області

В інвестиційній програмі 2019 року передбачено проектні роботи з реконструкції ліній електропередач ПЛ 0,4 кВ ЗТП 301 Л-1 «Леніна», Л-2 «Кондитерський цех», Л-«Музична школа» в м.Ічня, Ічнянського району, Чернігівської області, загальною довжиною ПЛ 0,4 – 3,240 км.

ПЛ 0,4 кВ введені в експлуатацію 1982р. Відповідно до СОУ-Н-МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38- 20 кВ з повітряними лініями електропередачі» по Л1 «Леніна» значення коефіцієнту дефектності (КДН) складає 56%; по Л2 «Кондитерський цех» КДН складає 65%; по Л - «Музична школа» КДН складає 59%, що свідчить про незадовільний технічний стан ліній.

Враховуючи рекомендації надані Держенергонаглядом при здійсненні моніторингу технічного стану основного обладнання підстанцій та електричних мереж, з метою оцінки готовності основного обладнання до роботи в осінньо-зимовий період 2017-2018 років ПЛ 0,4 кВ ЗТП 301 Л-1 «Леніна», Л-2 «Кондитерський цех», Л-«Музична школа» в м.Ічня, Ічнянського району, Чернігівської області потребують реконструкції.

В інвестиційній програмі 2019 року передбачено проектні роботи з реконструкції ліній електропередач ПЛ 0,4 кВ ЗТП 301 Л-1 «Леніна», Л-2 «Кондитерський цех», Л-«Музична школа» в м.Ічня, Ічнянського району, Чернігівської області, загальною довжиною ПЛ 0,4 – 3,240 км.

Характеристика об’єкту

ПЛ 0,4 кВ введені в експлуатацію 1982р. КТП - 1971р.

Довжина лінії Л1 «Леніна» від ЗТП – 301 – 1,799 км.

Загальна кількість споживачів: юридичні споживачі – 5 споживачі, побутові – 77 споживач. Категорія надійності – 3-тя.

Довжина лінії Л2 «Кондитерський цех» від ЗТП – 301 – 0,994 км.

Загальна кількість споживачів: юридичні споживачі – 3 споживачі, побутові – 17 споживачі. Категорія надійності – 3-тя.

Довжина лінії Л - «Музична школа» від ЗТП – 301 – 0,450 км;

Загальна кількість споживачів: юридичні споживачі – 6 споживачі, побутові – 3 споживачі. Категорія надійності – 3-тя.

Звернення споживачів стосовно не задовільного технічного стану мереж та якості напруги:

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| Л-1 «Леніна» | - | - | 2 | 4 | - |
| Л-2 «Кондитерський цех» | - | 1 | 1 | 2 | - |
| Л - «Музична школа» | - | - | 1 | - | - |

Технічний стан ПЛ 0,4 кВ

Згідно Акту технічного обстеження, проведеного спеціалістами (інженерно-технічними працівниками) ВП Ічнянський РЕМ визначено дефектним наступне обладнання:

**Л1 «Леніна» визначено дефектним наступне обладнання:**

Стояки дерев'яні на з/б приставках 3 шт. – 4,7% від загальної кількості опор . з них 100 % в незадовільному стані.

Стояки СВ-9,5 8 шт. – 12,5% від загальної кількості опор. з них 100 % в незадовільному стані.

Стояки СНВ-1-1 27 шт. – 42% від загальної кількості опор. з них 100 % в незадовільному стані.

Стояки восьмигранні – 2 шт. – 3% від загальної кількості опор. з них 100 % в незадовільному стані.

Проводи дефектні - А-16 ( 3,874 км ) – 100 % від загальної кількості.

Проводи дефектні - А-25 ( 1,225 км ) – 58 % від загальної кількості.

Відгалуження від опор до будинків виконані неізольованим проводом 17 шт. – 21% від загальної кількості вводів.

**Л2 «Кондитерський цех» визначено дефектним наступне обладнання:**

Стояки СВ-9,5 5 шт. – 17,9% від загальної кількості опор. з них 100 % в незадовільному стані.

Стояки СНВ-1-1 14 шт. – 50% від загальної кількості опор. з них 100 % в незадовільному стані.

Стояки восьмигранні – 4 шт. – 14% від загальної кількості опор. з них 100 % в незадовільному стані.

Проводи дефектні - А-25 ( 1,5 км ) – 57 % від загальної кількості .

Відгалуження від опор до будинків виконані неізольованим проводом - 16 шт. – 73% від загальної кількості вводів.

**Л3- «Музична школа» визначено дефектним наступне обладнання:**

Стояки дерев'яні на з/б приставках 2 шт. – 12,5% від загальної кількості опор . з них 100 % в незадовільному стані.

Стояки СВ-9,5 2 шт. – 12,5% від загальної кількості опор. з них 100 % в незадовільному стані.

Стояки СНВ-1-1 6 шт. – 37,5% від загальної кількості опор. з них 100 % в незадовільному стані.

Проводи дефектні - А-16 ( 1,1 км ) – 100% від загальної кількості.

Проводи дефектні - А-25 ( 0,39 км ) – 100% від загальної кількості .

Відгалуження від опор до будинків виконані неізольованим проводом - 2 шт. – 22% від загальної кількості вводів.

Відповідно до СОУ-Н-МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38- 20 кВ з повітряними лініями електропередачі» по Л1 «Леніна» значення коефіцієнту дефектності (КДН) складає 56%; по Л2 «Кондитерський цех» КДН складає 65%; по Л - «Музична школа» КДН складає 59%, що свідчить про незадовільний технічний стан ліній.

Інформація по технічному обслуговуванню та капітальним ремонтам

Заміри рівня напруги в контрольних точках ПЛ 0,4 кВ склали:

Л1 «Леніна» - 203 В , Л2 «Кондитерський цех» - 200 В, Л - «Музична школа» - 206 В ( що не відповідає вимогам ГОСТ -13109-97).

Падіння напруги в лінії: Л1 «Леніна» на 9,09%, Л2 «Кондитерський цех» на 8,2%, Л-3 «Музична школа» - 6,4%

Навантаження на головному рубильнику ТП 10/0,4 кВ

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Фаза | Навантаження,А | | | |
| 2015р. | 2016р. | 2017р. | 2018р. |
| «А» | 18 | 29 | 56 | 62 |
| «В» | 37 | 32 | 49 | 71 |
| «С» | 28 | 35 | 42 | 59 |

Перевірка повного опору петлі « фаза – нуль» Л1 «Леніна»:

* І ном встановленого апарату захисту - 250 А;
* І вим. апарату захисту по результатам виміру опору петлі « фаза – нуль»: - 580 А.

Перевірка повного опору петлі « фаза – нуль» Л2 «Кондитерський цех»:

* І ном встановленого апарату захисту - 250 А;
* І вим. апарату захисту по результатам виміру опору петлі « фаза – нуль»: - 560 А.

Перевірка повного опору петлі « фаза – нуль» Л - «Музична школа»:

* І ном встановленого апарату захисту - 250 А;
* І вим. апарату захисту по результатам виміру опору петлі « фаза – нуль»: - 550 А.

Висновок – апарати захисту вибрані не по струму к.з., а по режиму навантаження мережі.

Грозозахист:

Л1 «Леніна»

* встановлено 5 заземлюючих спусків;
* останній огляд проводився у 2017 році. За результатами огляду порушень не виявлено.

Л2 «Кондитерський цех»

* встановлено 4 заземлюючих спусків;
* останній огляд проводився у 2017 році. За результатами огляду порушень не виявлено.

Л - «Музична школа»

* встановлено 4 заземлюючих спусків;
* останній огляд проводився у 2017 році. За результатами огляду порушень не виявлено.

Останній капітальний ремонт на ПЛ 0,4 кВ:

* Л1 «Леніна» - проведений у 2013 році;
* Л2 «Кондитерський цех» - проведений у 2009 році;
* Л - «Музична школа» - проведений у 2009 році.

За аналізом наданої документації та оглядом об’єкту з виїздом на місце встановлено наступне:

* залізобетонні опори, 8-гранні, мають вибоїни бетону та поздовжні тріщини, на дерев’яних опорах сліди загнивання деревини та ослаблення бандажів;
* велика кількість дефектних ділянок магістральних проводів та вводів до будинків (понад нормованою кількістю з’єднань в одному прогоні);
* траверси опор в наслідок тривалої експлуатації мають корозію металу, деформації та ушкодження;
* апарати захисту ПЛ вибрані по режиму навантаження мереж, а не по струму К.З;
* Л-3 «Музична школа» проходить в місцях масового скупчення людей (парковій зоні та центральної частини міста).

Враховуючи вищезазначене ПЛ 0,4 кВ ЗТП 301 Л-1 «Леніна», Л-2 «Кондитерський цех», Л-«Музична школа» в м.Ічня, Ічнянського району, Чернігівської області потребують реконструкції.

Реалізація даного заходу планується в 2020 році.

На виготовлення проекту роботи з **реконструкції ліній електропередач ПЛ 0,4 кВ ЗТП 301 Л-1 «Леніна», Л-2 «Кондитерський цех», Л-«Музична школа» в м.Ічня, Ічнянського району, Чернігівської області** інвестиційною програмою 2019 року передбачені кошти в розмірі **438,34 тис. грн. без ПДВ**.

Додаток 2.1

1. **Заходи зі зниження нетехнічних витрат електричної енергії**

### 2.1 Покращення обліку електроенергії, у т.ч.:

У відповідності до «Концепції впровадження АСКОЕ побутових споживачів в АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» в 2019 році планується впровадження 12430 однофазних та 780 трифазних лічильників електроенергії, 80 маршрутизаторів - концентраторів. Всього буде задіяно 11 відокремлених підрозділів, 50 трансформаторних підстанцій. А саме: Чернігівські міські електромережі, Ніжинський, Прилуцький, Чернігівський, Бахмацький, Бобровицький, Ріпкинський, Ічнянський, Корюківський, Менський, Н. Сіверський РЕМи. Таким чином на кінець 2019 року буде введено в експлуатацію ще 50 «підсистем» АСКОЕ побут АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО».

### 2.1.3 Заміна вимірювальних трансформаторів

#### 2.1.3.1 Придбання трансформаторів струму для обміного фонду (150/5, 200/5, 300/5) КЛ.Т. 0,5S

Станом на початок прогнозного періоду у товаристві експлуатується 451 комплект (1353 трансформатори) трансформаторів струму 0,4 кВ, що знаходяться на балансі АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» та використовуються в комерційних обліках. Для їх планомірної експлуатації (повірки, заміні таких, що виходять з ладу) товариству необхідно створити та підтримувати обмінний фонд.

Багаторічний досвід експлуатації (у т.ч. вимірювання спеціальним обладнанням похибки) недозавантажених трансформаторів струму свідчить, що, в середньому, від’ємна похибка трансформаторів струму 0,4 кВ класу точності 0,5 складає -1,5%.

Середньомісячний загальний обсяг корисного відпуску по точкам обліку з «недозавантаженими» трансформаторами струму складає по ТС 0,4 кВ – 124,9 т. кВт.г. Враховуючи, що кількість «недозавантажених» високовольтних точок обліку де трансформатори струму будуть замінені – 90 шт, кількість «недозавантажених» низькоковольтних точок – 30 шт, роздрібний тариф по 2 класу напруги - 2,3864 грн без ПДВ, річний економічний ефект складе 14,5.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці 2.1

Термін окупності складатиме:

**,** де

30,15/40,23 = **0,7 роки.**

Роботи по заміні трансформаторів струму 0,4 кВ планується виконати господарським способом (власними силами). За рахунок інвестиційної програми на 2019 рік планується придбати 90 шт. трансформаторів струму на суму **30,15 тис. грн. без ПДВ.**

#### 2.1.3.2 Придбання трансформаторів струму 10 кВ (150/5, 200/5) КЛ.Т. 0,5S

Для використання в комерційних високовольтних обліках товариства існує потреба у створенні обмінного фонду трансформаторів струму класу точності 0,5S. Станом на початок прогнозного періоду у товаристві експлуатується 108 точок високовольтного комерційного обліку, що знаходяться на балансі АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО».

Методика розрахунку економічного ефекту від впровадження даного заходу наведе в пункті **2.1.3.1.**

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці 2.1

Термін окупності складатиме:

**,** де

135/13,4 = **10,0 роки.**

Роботи по заміні трансформаторів струму 10 кВ планується виконати господарським способом (власними силами). За рахунок інвестиційної програми на 2019 рік планується придбати 30 шт. трансформаторів струму на суму **135,00 тис. грн. без ПДВ.**

### 2.1.4 Впровадження обліку споживання електричної енергії населенням

#### 2.1.4.1 Придбання комплектів для винесення 1-фазних обліків на фасад будинку

#### 2.1.4.2 Придбання комплектів для винесення 3-фазних обліків на фасад будинку

Товариством надбано певний досвід по винесенню обліків електроенергії на фасади будинків з одночасним улаштуванням ізольованих вводів.

Так, після масового виносу обліків в с. Марківці Бобровицького РЕМ втрати електроенергії знизились з 12-13 % до 4,8-5,0%, що практично відповідає нормативним технологічним втратам в мережі 0,4 кВ. В с. Талалаївка Ніжинського РЕМ після реконструкції обліків втрати зменшились з 15-17% до 5,5-6,0%. Подібних результатів досягнуто при реконструкції обліків і в інших структурних підрозділах.

ПАТ «Чернігівобленерго» планує продовжити роботи по виносу обліків на фасади будівель в 2019 році. Роботи по заміні трансформаторів струму планується виконати господарським способом (власними силами).

**Специфікація обладнання для монтажу однофазних електролічильників в зовнішніх шафах обліку**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Матеріали** | **Од.вим.** | **Кількість** | **Вартість, грн** |
| 1 | Ввідний щит обліку однофазний | шт | 1 | 88 |
| 2 | Автоматичний вимикач, 2 полюси, 16А | шт | 1 | 104,61 |
| 3 | Провід самоутримний ізольований СІП 2\*16 | м | 25 | 175,51 |
| 4 | Провід АПВ-1, 6 мм2 | м | 8 | 18,48 |
| 5 | Труба гофрована, ф25мм | м | 6 | 30 |
| 7 | Кліпса під г/тр ф25мм | шт | 6 | 164,14 |
| 8 | Коробка розподільча зовнішня ІР-54 | шт | 1 | 36,59 |
| 9 | Зажим анкерний 1ф | шт | 2 | 92,91 |
| 10 | Кронштейн анкерний | шт | 1 | 108,87 |
| 11 | Зажим проколюючий | шт | 2 | 147,02 |
| 12 | Дюбель с шурупом 6\*40 | шт | 16 | 8,08 |
| 13 | Клема з’єднувальна ізольована, 6-10 мм2 | шт | 2 | 25,79 |
|  | **РАЗОМ грн. без ПДВ** |  |  | **1000,00** |

**Специфікація обладнання для монтажу трифазних електролічильників в зовнішніх шафах обліку**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Матеріали** | **Од.вим.** | **Кількість** | **Вартіст, грн** |
| 1 | Ввідний щит обліку трифазний | шт | 1 | 146 |
| 2 | Автоматичний вимикач, 3 полюси, 16А | шт | 1 | 255,85 |
| 3 | Провід самоутримний ізольований СІП 4\*16 | м | 25 | 349,68 |
| 4 | Провід АПВ-1, 6 мм2 | м | 8 | 18,48 |
| 5 | Труба гофрована, ф32мм | м | 6 | 42 |
| 7 | Кліпса під г/тр ф32мм | шт | 6 | 148,68 |
| 8 | Коробка розподільча зовнішня ІР-54 | шт | 1 | 33,15 |
| 9 | Зажим анкерний 3ф | шт | 2 | 97,95 |
| 10 | Кронштейн анкерний | шт | 1 | 98,62 |
| 11 | Зажим проколюючий | шт | 4 | 278,91 |
| 12 | Дюбель с шурупом 6\*40 | шт | 16 | 7,32 |
| 13 | Клема з’єднувальна ізольована, 6-10 мм2 | шт | 4 | 23,36 |
|  | **РАЗОМ грн. без ПДВ** |  |  | **1500,00** |

Роботи по винесенню **500 шт**. 1-фазних та **100 шт**. 3-фазних обліків електроенергії на фасади будинків з одночасним улаштуванням ізольованих вводів планується виконати господарським способом (власними силами). На ці цілі заплановано витратити **650,00 тис.грн без ПДВ**. Прогнозований економічний ефект при середньому прирості споживання 30 кВт\*год, середньому тарифі для населення 1,40 грн без ПДВ становитиме 302,400 тис.грн/рік.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці 2.1

Термін окупності складатиме:

**,** де

650/302,4 = **2,15 років.**

#### 2.1.4.3 Придбання 1-фазних електронних лічильників з PLC модулями для їх використання в АСКОЕ побутових споживачів

#### 2.1.4.4 Придбання 3-фазних електронних лічильників з PLC модулями для їх використання в АСКОЕ побутових споживачів

#### 2.1.4.5 Придбання "маршрутизаторів-концентраторів" для їх використання в АСКОЕ побутових споживачів.

При аналізі заходів, які направлені на зниження втрат електричної енергії було виявлено, що значний ефект отримано від впровадження автоматичної системи комерційного обліку електроенергії побутових споживачів електричної енергії.

Переваги від впровадження АСКОЕ побутових споживачів є наступними:

Організаційні:

* наявність в організаційно-штатній структурі компанії спеціалізованих підрозділів та фахівців, які зможуть ефективно експлуатувати систему;
* незалежність компанії від сторонніх установ та організацій при впровадженні комплексу.

Технічні:

при впровадженні АСКОЕ товариство отримує цілий ряд суттєвих переваг в порівнянні з можливостями традиційних систем організації обліку електричної енергії:

* висока точність обліку;
* можливість контролю додаткових параметрів роботи приладів обліку (миттєве споживання потужності, накопичення за різні періоди часу даних про основні параметри, що контролюються);
* здійснення дистанційного автотестування роботоздатності системи та достовірності даних, які вона фіксує, дистанційне управління електропостачанням окремих споживачів;
* апаратна та програмна сумісність з існуючою системою АСКОЕ АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО»;
* високий ступінь захисту від несанкціонованого втручання в роботу системи (захищеність від крадіжок);
* лічильники мають можливість обліковувати електроенергію в двох або трьох тарифних зонах.

Економічні:

АСКОЕ є доцільнішим від традиційних систем організації обліку спожитої електричної енергії завдяки:

* усуненню недоліків “людського” фактора;
* можливість дистанційного вимкнення/вмикання боржників, як наслідок - висока дисципліна споживачів та вчасна оплата за електроенергію.

Для впровадження автоматичної системи комерційного обліку електроенергії побутових споживачів електричної енергії Інвестиційною програмою 2019 року планується придбання **12430** шт. 1-фазних та **780** шт. 3-фазних електронних лічильників з PLC модулями та **80** шт. "маршрутизаторів-концентраторів" для їх використання в АСКОЕ побутових споживачів на загальну суму **19570,30 тис.грн. без ПДВ.**

Багатотарифні прилади обліку, призначені для використання в АСКОЕ побутових споживачів (типу СМАРТ) забезпечують вимірювання фактичних погодинних обсягів споживання електричної енергії у споживачів та дистанційне зчитування/передачу цих погодинних результатів вимірювання з мітками часу. Роботи по заміні 12430 шт. 1-фазних та 780 шт. 3-фазних обліків електроенергії та встановленню 80шт. "маршрутизаторів-концентраторів" планується виконати господарським способом (власними силами). Визначальними критеріями для вибору об’єктів для встановлення таких обліків стали: «пофідерний» аналіз ТВЕ в мережах, наявність фактів не допуску персоналу до приладів обліку, фактів порушення ПРРЕ. Таким чином, під час впровадження обліків з подальшим їх використанням в АСКОЕ побутових споживачів (типу СМАРТ), будуть замінені не тільки протерміновані лічильники класу точності 2.5 а і інші, класу 2.0 та вище. Кількість таких приладів складе 8000 шт. однофазних та 500 шт. трифазних лічильників. Всі вони будуть власними силами перевірені, за потреби – відремонтовані, повірені та встановлені уже виключно замість протермінованих лічильників класу точності 2.5.

За вищезазначеними критеріями було вибрано наступні приєднання:

1) Чернігівські МЕМ:

1. Приєднання лРП-15-2, критерій вибору – небаланс, обсяг понаднормативних втрат складає 8,45%. АСКОЕ планується впровадити на всьому приєднанні. Заплановано встановити 5 КЗД, 4 лічильники улаштування вводів для розрахунку балансів, 805 однофазних лічильників, 126 трифазних лічильників. Загальна сума улаштування АСКОЕ за приєднанням становить 1 974 500,00 грн. Середньомісячний обсяг надходження електроенергії по фідеру становить 468 360 кВт\*г, розрахункові втрати – 59 423 кВт\*г, фактичний небаланс – 62 718 кВт\*г.
2. Приєднання лРП-23, критерій вибору – небаланс, обсяг понаднормативних втрат складає 6,30%. АСКОЕ планується впровадити на всьому приєднанні. Заплановано встановити 7 КЗД, 6 лічильників улаштування вводів для розрахунку балансів, 524 однофазних лічильників, 22 трифазних лічильників. Загальна сума улаштування АСКОЕ за приєднанням становить 783 500,00 грн. Середньомісячний обсяг надходження електроенергії по фідеру становить 1 135 440 кВт\*г, розрахункові втрати – 50 789 кВт\*г, фактичний небаланс – 6 880 кВт\*г.
3. Приєднання лРП-3-1, критерій вибору – небаланс, обсяг понаднормативних втрат складає 10,62 %. АСКОЕ планується впровадити на всьому приєднанні. Заплановано встановити 10 КЗД, 9 лічильників улаштування вводів для розрахунку балансів, 398 однофазних лічильників, 89 трифазних лічильників. Загальна сума улаштування АСКОЕ за приєднанням становить 811 500,00 грн. Середньомісячний обсяг надходження електроенергії по фідеру становить 1 101 440 кВт\*г, розрахункові втрати – 22 379 кВт\*г, фактичний небаланс – 83 441 кВт\*г.
4. Приєднання лТП-10, критерій вибору – небаланс, обсяг понаднормативних втрат складає 12,22 %. АСКОЕ планується впровадити на всьому приєднанні. Заплановано встановити 2 КЗД, 1 лічильник улаштування вводів для розрахунку балансів, 452однофазних лічильників, 52 трифазних лічильників. Загальна сума улаштування АСКОЕ за приєднанням становить 392 700,00 грн. Середньомісячний обсяг надходження електроенергії по фідеру становить 535 560 кВт\*г, розрахункові втрати – 10 015 кВт\*г, фактичний небаланс – 21 172 кВт\*г.
5. Приєднання лТП-446, критерій вибору – обсяг понаднормативних втрат складає 1,4%. АСКОЕ планується впровадити на всьому приєднанні. Заплановано встановити 2 КЗД, 1 лічильник улаштування вводів для розрахунку балансів, 161 однофазних лічильників, 143 трифазних лічильників. Загальна сума улаштування АСКОЕ за приєднанням становить 343 500,00 грн. Середньомісячний обсяг надходження електроенергії по фідеру становить 525 450 кВт\*г, розрахункові втрати –20 633кВт\*г, фактичний небаланс – -3 140 кВт\*г.

Загальна сума, передбачена на впровадження АСКОЕ у побутових споживачів електричної енергії Чернігівських МЕМ в 2019 році, становить 4 448 500,00 тис.грн.

2) Чернігівський РЕМ:

1. Приєднання ком. 4 РП – 1, критерій вибору – обсяг понаднормативних втрат складає 7,6%. АСКОЕ планується впровадити на всьому приєднанні. Заплановано встановити 18 КЗД, 17 лічильники улаштування вводів для розрахунку балансів, 387 однофазних лічильників, 74 трифазних лічильників. Загальна сума улаштування АСКОЕ за приєднанням становить 1 269 500,00 грн. Середньомісячний обсяг надходження електроенергії по фідеру становить 376 080 кВт\*г, розрахункові втрати – 14 568 кВт\*г, фактичний небаланс – 9 980 кВт\*г.
2. Приєднання ком.3 РП-1, критерій вибору – небаланс, обсяг понаднормативних втрат складає 5,36%. АСКОЕ планується впровадити на всьому приєднанні. Заплановано встановити 6 КЗД, 5 лічильники улаштування вводів для розрахунку балансів, 923 однофазних лічильників, 55 трифазних лічильників. Загальна сума улаштування АСКОЕ за приєднанням становить 2 057 500,00 грн. Середньомісячний обсяг надходження електроенергії по фідеру становить 834 740 кВт\*г, розрахункові втрати – 84 491 кВт\*г, фактичний небаланс – 22 052 кВт\*г.

Загальна сума, передбачена на впровадження АСКОЕ у побутових споживачів електричної енергії Чернігівського РЕМ в 2019 році, становить 3 327 000,00 тис.грн.

3) Ніжинський РЕМ:

1. Приєднання Л-10 Городская-РП-3Б, критерій вибору обсяг понаднормативних втрат складає 11,84 %. АСКОЕ планується впровадити на всьому приєднанні. Заплановано встановити 3 КЗД, 2 лічильники улаштування вводів для розрахунку балансів, 1 487 однофазних лічильників, 67трифазних лічильників. Загальна сума улаштування АСКОЕ за приєднанням становить 3 345 500,00 грн. Середньомісячний обсяг надходження електроенергії по фідеру становить 239 656 кВт\*г, розрахункові втрати – 128 596 кВт\*г, фактичний небаланс – 2 930 кВт\*г.

Загальна сума, передбачена на впровадження АСКОЕ у побутових споживачів електричної енергії Ніжинського РЕМ в 2019 році, становить 3 345 500,00 тис.грн.

4) Прилуцький РЕМ:

1. Приєднання ПЛ-10кВ Мясок-т-РП-1, критерій вибору – небаланс, обсяг понаднормативних втрат складає 9,03%. АСКОЕ планується впровадити на всьому приєднанні. Заплановано встановити 3 КЗД, 3 лічильники улаштування вводів для розрахунку балансів, 1 245 однофазних лічильників, 91 трифазних лічильників. Загальна сума улаштування АСКОЕ за приєднанням становить 2 797 000,00 грн. Середньомісячний обсяг надходження електроенергії по фідеру становить 188 667 кВт\*г, розрахункові втрати – 69 457 кВт\*г, фактичний небаланс – 58 922 кВт\*г.

Загальна сума, передбачена на впровадження АСКОЕ у побутових споживачів електричної енергії Прилуцького РЕМ в 2019 році, становить 2 797 000,00 тис.грн.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці2.1

Термін окупності складатиме:

**,** де

19570,3/(5131,057+2000) = **2,7 роки.**

### 2.1.5 **Придбання стендів повірки, зразкових лічильників, повірочних лабораторій**

#### 2.1.5.1 Придбання зразкового лічильника електроенергії зі стендом для регулювання та повірки приладів обліку електричної енергії (на десять робочих місць).

За рахунок інвестиційної програми планується придбати стенд на 10 робочих місць для регулювання і повірки однофазних приладів обліку електричної енергіїтипу MTS110-10 за **2717,05 тис. грн. без ПДВ** необхідний для перевірки правильності роботи, регулювання та/або метрологічної повірки лічильників електроенергії в лабораторних умовах.

В межах даної інвестиційної програми планується придбання та встановлення **12430** шт. 1-фазних та **780** шт. 3-фазних лічильників з можливістю їх включення в АСКОЕ – побут. Під час впровадження систем АСКОЕ – побут мінятимуться не тільки протерміновані лічильники класу точності 2.5 а і інші, класу 2.0 та вище. Кількість таких приладів складе 8000 шт. однофазних та 500 шт. трифазних. Отже стенд планується придбати, у т.ч., з метою швидкої перевірки та повірки цих лічильників із подальшим їх встановленням замість протермінованих лічильників класу точності 2.5. Крім того, стенд буде використовуватися для здійснення «вхідного контролю» нових приладів обліку та позачергових експертних повірок. Загалом, придбання стенду дозволить збільшити обсяг лічильників, які АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» ремонтує та повіряє (за участі ДП «Чернігівстандартметрологія») самостійно в 1,5 рази.

На даний момент в АТ “Чернігівобленерго” є такі стенди для повірки та регулювання лічильників:

1. ACTARIS 2003 року виготовлення на 20 місць – 1шт.
2. ZERA 2007 року виготовлення на 10 місць – 1шт.

Стенд ACTARIS можливо використовувати на 20 місць лише у випадках наявності перемички на лічильниках (розділення кіл струму та напруги лічильника). Але на даний час всі виробники сучасні лічильники виготовляють без неї, так, як це зменшує ризик втручання в роботу лічильника.

Стенд ZERA має всього лише 10 місць для повірки лічильників.

Через достатньо великий термін експлуатації установок, що може привести до виходу їх з ладу, збільшення об’єму лічильників, що потребують повірки та запровадження, передбаченої кодексом комерційного обліку, процедури «вхідного контролю», збільшення експертиз, є необхідність в придбанні ще однієї установки на 10 місць.

Стаціонарні установки MTS призначені для вимірювань електроенергетичних величин при калібрування і повірці однофазних лічильників електричної енергії класом точності 0.1 і більше грубих. В якості еталонного лічильника в установці застосовується лічильник EPZ має клас точності 0.02, або компаратор COM, класом точності 0.01. Також в складі установки є джерело струму до 160А і джерело напруги до 320В. Базове виконання системи передбачає наявність від 1 до 40 робочих місць для розміщення лічильників електричної енергії. На вимогу замовника конфігурація установки може бути змінена і для збільшення продуктивності оснащена викотними рамами для розміщення лічильників електричної енергії.

Переваги зазначеного типу обладнання перед іншим аналогічним устаткуванням (наприклад установка ЦУ6804М виробництва АО “Концерн Энергомера”) наступні:

1. MTS110-10 дозволяє організувати майже повністю автоматизований виробничий процес, який потребує незначного втручання оператора при повірці та налаштуванні правильної роботи лічильників, тобто має значно більшу ніж порівнювальний аналог продуктивність.

2. Клас точності зразкового лічильника MTS110-10 складає 0.02, ЦУ6804М – 0.05.

3. Робочих місць (кількість лічильників, що одночасно перевіряються) в MTS110-10 - 10, В ЦУ6804М - 3.

4. Максимальна сила струму в MTS110-10 120 А, в ЦУ6804М – 10 А. Тобото MTS дозволяє проводити повірку лічильників, з відповідною максимальною силою струму.

5. Розробник обладнання ЦУ6804М (АО “Концерн Энергомера”) – резидент Російської Федерації, що за зрозумілих обставин ставить під питання гарантійне та післягарантійне обслуговування даної установки.

За 9 місяців 2018 року ПАТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» власними силами перевірило та відрегулювало 3954 електронні однофазні прилади обліку. Плануємо у 2019 році перевірити та відрегулювати 5300 таких лічильників. Враховуючи, що середня ціна ремонту у виробників (у цінах 2018 року) складає 334 грн без ПДВ.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці 2.1

Термін окупності складатиме:

**,** де

2717,05/1770,2 = **1,5 років.**

**2.1.5.2 Придбання пристрою для перевірки автоматичних вимикачів типу УПА -1 .**

**Пристрій для перевірки автоматичних вимикачів**  призначений для перевірки працездатності і зняття ампер-секундних характеристик автоматичних вимикачів захисту, що працюють в ланцюгах змінного струму, з реєстрацією значень струму і часу спрацьовування автоматичних вимикачів, є мобільним обладнанням. Слід зазначити, що автоматичні вимикачі захисту, згідно Кодексу комерційного обліку електроенергії (ККО), є частиною вузла обліку електричної енергії (ВОЕ). Вимоги до стану, до періодичності технічних перевірок ВОЕ регламентуються також ККО.

Використовуватиметься також для перевірки працездатності та відповідності паспортних даних про номінальні струми ввідних автоматичних вимикачів фактичним. Адже де-які абоненти, з метою споживання електричної потужності понад договірні обсяги, вдаються до шахрайських дій – підроблюють паспорти обладнання та використовують ввідні автоматичні вимикачі з номінальними струмами набагато більшими за вказані в паспорті обладнання. Споживання потужності понад договірні обсяги є головною причиною зниження якості електроенергії в мережі та призводить до збільшення технологічних витрат електроенергії на її транспортування.

За рахунок інвестиційної програми 2019 року планується придбати 7 шт. пристроїв для перевірки автоматичних вимикачів  за **441,00 тис. грн. без ПДВ.** Орієнтовні втрати Товариства через погіршення якості електропостачання та збільшення втрат складають близько 110 т.грн. на рік. Таким чином орієнтовний термін окупності – **3,04 роки.**

Таблиця 2.1 - Економічний ефект від впровадження заходів інвестиційної програми

на 2019 рік АТ «Чернігівобленерго»

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Найменування заходу | Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ) | Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2019 рік\*, тис. грн (без ПДВ) | Окупність, роки | Складові економічного ефекту, тис. грн  (без ПДВ) | | | |
| Зниження ТВЕ | Зниження операційних витрат | Збільшення корисного відпуску | Зниження потенційних очікуваних збитків\*\* |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |  |  |
| 1 | Придбання трансформаторів струму для обмінного фонду (150/5, 200/5, 300/5) кл.т. 0,5s | 30,15 | 40,23 | 0,7 | - | - | 40,23 | - |  | |
| 2 | Придбання трансформаторів струму 10кВ (150/5, 200/5) кл.т. 0,5s | 135,00 | 13,4 | 10,0 | - | - | 13,4 | - |  | |
| 3 | Придбання комплектів для винесення 1-фазних обліків на фасад будинку | 500,00 | 302,4 | 2,15 | - | - | 302,4 | - |  | |
| 4 | Придбання комплектів для винесення 3-фазних обліків на фасад будинку | 150,00 |
| 5 | Придбання 1-фазних електронних лічильників з PLC модулями для їх використання в АСКОЕ побутових споживачів | 16159,00 | 7131,057 | 2,7 | 5131,06 | - | 2000 | - |  | |
| 6 | Придбання 3-фазних електронних лічильників з PLC модулями та для їх використання в АСКОЕ побутових споживачів | 2211,30 |
| 7 | Придбання"маршрутизаторів-концентраторів" для їх використання в АСКОЕ побутових споживачів. | 1200,00 |
| 8 | Придбання зразкового лічильника електроенергії зі стендом для регулювання та повірки приладів обліку електричної енергії (на десять робочих місць) | 2 717,05 | 1770,2 | 1,5 | - | 1770,2 | - | - |  | |
| 9 | Придбання пристрою для перевірки автоматичних вимикачів типу УПА -1 | 441,00 | - | 3,04 | - | - | - | 100 |  | |
|  | Всього | 23543,50 | 9257,287 | - | 5 131,06 | 1770,2 | 2342,63 | 100 |

Додаток 3.1

# 3. Впровадження та розвиток АСДТК

### 3.2 Інше

#### 3.2.1 Проект технічне переоснащення АСДТУ в Чернігівському РЕМ АТ «Чернігівобленерго»

Для завершення побудови сучасної АСДТУ в усіх районах АТ “ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО” була розроблена концепція впровадження автоматизованих систем диспетчерсько-технологічного управління процесом прийому, передачі і розподілу електроенергії у мережах АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО».

В інвестиційній програмі 2019 року передбачений **Проект технічне переоснащення АСДТУ в Чернігівському РЕМ АТ «Чернігівобленерго» на загальну суму 620,00 тис. грн. без ПДВ.**

В період 2004-2018 років АСДТУ впроваджена в 14 районах на 113 ПС. В 2004 році АСДТУ було побудовано в Чернігівських МЕМ на 7 ПС, в 2005 році – в Ніжинському РЕМ на 8 ПС, в 2006 році – в Прилуцькому РЕМ на 12 ПС та Ічнянському РЕМ на 9 ПС, в 2007 році – в Борзнянському РЕМ на 8 ПС та Чернігівському РЕМ на 3 ПС, в 2008 році – в Бобровицькому РЕМ на 6 ПС та Чернігівському РЕМ на 3 ПС, в 2009-2010 роках – в Бахмачському РЕМ на 9 ПС, в 2010 році – в Менському РЕМ на 7 ПС, в 2011-2012 роках - Городнянському РЕМ на 4 ПС, Борзнянському РЕМ на 1 ПС та Корюківському РЕМ на 4 ПС, в 2012 році – в Щорському РЕМ на 5 ПС та Носівському РЕМ на 8 ПС, в 2013-2016 роках – в Козелецькому РЕМ на 11 ПС, в 2016 році – в Корюківському РЕМ на 2 ПС, в 2018 році – в Куликівському РЕМ на 5 ПС та Чернігівському РЕМ на 1 ПС.

Враховуючи, що АСДТУ в Чернігівському РЕМ впроваджена тільки на 7 підстанціях, в 2019 році планується виконати проект технічного переоснащення АСДТУ в Чернігівському РЕМ. Проект визначить вартість впровадження АСДТУ і буде включати в себе: роботи по побудові системи керування і отримання даних, роботи по організації «останньої милі» та роботи по формуванню RTU560 і підключенню до існуючих схем РЗА на ПС 110/10 кВ “Город-110”, ПС 110/35/10 кВ “Нерафа”, ПС 35/10 кВ “Іванівка”, ПС 35/10 кВ “Кархівка”, ПС 35/10 кВ “Киселівка”, ПС 35/10 кВ “Михайло-Коцюбинське”, ПС 35/10 кВ “Мньов”, ПС 35/10 кВ “Олишівка”, ПС 35/10 кВ“Пакуль”, ПС 35/10 кВ “Портова”, ПС 35/10 кВ “Шестовиця”=

Обсяги телемеханізації ПС.

Телесигналізація (ТС):

- положення комутаційних апаратів 110-35 кВ та вимикачів 35-10 кВ.

- аварійно-попереджувальна сигналізація в об’ємі:

- основний захист: Газовий захист Іст Т-1 (Т-2), Газовий захист ІIст Т-1 (Т-2), Струйний захист Т-1 (Т-2), Дифзахист Т-1 (Т-2);

- резервний захист: Перевантаження Т-1 (Т-2), Перегрів Т-1 (Т-2), МСЗ Т-1 (Т-2);

- робота автоматики: Робота АПВ вимикачів 35-10 кВ, Робота АЧР, Робота КП від акумулятора, Акумулятори розряджені, Блокування ТУ, Квитанція ТУ;

- аварія: Земля на I сш (II сш) 35-10 кВ, Аварійне відключення вимикачів 35-10 кВ, Аварія на ПС;

- пошкодження: Несправність ланцюгів управління СВ-35, В-35 Т-1 (Т-2), В-10 Т-1 (Т-2), ВЛ-35, Несправність ТН-35 (10) I сш (II сш), Несправність РПН Т -1 (Т-2), Несправність ШОП, Несправність на ПС;

- охоронна сигналізація: Двері ТН-10 I сш (II сш), Двері Шафи ТМ, Двері КП ТМ.

Телеуправління (ТУ): телеуправління всіма вимикачами 35-10 кВ.  
Телевимірювання (ТВ):

- телевимірювання активної та реактивної потужності, навантаження (струму), активної та реактивної енергії приєднань 35-10 кВ;

- телевимірювання лінійної та фазної напруги 35-10 кВ на секціях шин.

Кількість приєднань та кількість сигналів ТС, ТУ, ТВ приведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| №п/п | Підстанція | Напруга | Кількість ТС | | | | | Кількість ТУ | | Кількість ТВ | |
| 10 кВ | 5 кВ | 10 кВ | Аварійно-попер. сигналізація | ТС всього | ТУ вимикачів | У команд | ТВ пристроїв | ТВ точок |
| 1 | Нерафа | 110/35/10 | 2 | 5 | 4 | 29 | 40 | 9 | 18 | 4 | 24 |
| 2 | Город-110 | 110/10 | 4 |  | 35 | 36 | 75 | 28 | 56 | 4 | 24 |
| 3 | Іванівка | 35/10 |  | 6 | 10 | 30 | 46 | 12 | 24 | 9 | 54 |
| 4 | Кархівка | 35/10 |  | 0 | 3 | 18 | 21 | 3 | 6 | 3 | 18 |
| 5 | Киселівка | 35/10 |  | 1 | 5 | 20 | 26 | 6 | 12 | 5 | 30 |
| 6 | Михайло-Коцюбинське | 35/10 |  | 2 | 9 | 28 | 39 | 11 | 22 | 8 | 48 |
| 7 | Мньов | 35/10 |  | 1 | 8 | 19 | 28 | 5 | 10 | 4 | 24 |
| 8 | Олишівка | 35/10 |  | 2 | 11 | 30 | 43 | 13 | 26 | 11 | 66 |
| 9 | Пакуль | 35/10 |  | 3 | 4 | 22 | 29 | 7 | 14 | 4 | 24 |
| 10 | Портова | 35/10 |  | 3 | 10 | 31 | 44 | 11 | 22 | 6 | 36 |
| 11 | Шестовиця | 35/10 |  | 1 | 3 | 20 | 24 | 4 | 8 | 3 | 18 |
|  | Разом |  | 6 | 24 | 102 | 283 | 415 | 109 | 218 | 61 | 366 |

Для виконання Проекту технічне переоснащення АСДТУ в Чернігівському РЕМ   
АТ «Чернігівобленерго» необхідно витратити кошти (Таблиця 3.2).

Таблиця 3.2

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Назва робіт** | **Одиниця виміру** | **Вартість одиниці, тис. грн. без ПДВ** | **Кількість** | **Вартість, тис. грн. без ПДВ** |
| Проект технічне переоснащення АСДТУ в Чернігівському РЕМ АТ "Чернігівобленерго" | тис.грн. | 620 | 1 | 620 |
| **Всього:** |  |  |  | **840,00** |

Згідно концепції впровадження автоматизованих систем диспетчерсько-технологічного управління процесом прийому, передачі і розподілу електроенергії у мережах АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» в наступні роки планується почати впровадження АСДТУ Н.Сіверського та Семенівського РЕМ (2 ПС 110 кВ, 9 ПС 35 кВ) та розробити проекти технічного переоснащення АСДТУ Ріпкінського, Коропського, Сосницького, Варвинського, Срібнянського та Талалаївського РЕМів (4 ПС 110 кВ, 20 ПС 35 кВ) з подальшою реалізацією.

Закінчення впровадження АСДТУ в мережах АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» планується до 2024 року при достатньому фінансуванні.

**Розрахунок складових економічного ефекту від технічного переоснащення   
АСДТУ в Чернігівському РЕМ**

Таблиця 1 – Розрахунок операційних витрат пального

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Назва підстанції | Відстань виїзду  S, км | Норма витрат пального NПАЛ, л/км | Вартість пального СПАЛ, грн. | Кількість планових виїздів nПЛ | Кількість аварійних виїздів nАВ | Операційні витрати пального ВПАЛ, грн. |
| 110/10 Город-110 | 10 | 0,185 | 24,76 | 26 | 18 | 2015,46 |
| 110/35/10 Нерафа | 20 | 34 | 5496,72 |
| 35/10 Іванівка | 40 | 26 | 9527,65 |
| 35/10 Кархівка | 40 | 58 | 15390,82 |
| 35/10 Киселівка | 35 | 113 | 22284,62 |
| 35/10 М.Коцюбинськ | 40 | 101 | 23269,45 |
| 35/10 Мньов | 115 | 41 | 35293,52 |
| 35/10 Олишівка | 85 | 64 | 35041,59 |
| 35/10 Пакуль | 80 | 85 | 40675,73 |
| 35/10 Портова | 30 | 37 | 8657,33 |
| 35/10 Шестовиця | 45 | 13 | 8038,95 |
| Разом |  |  |  |  |  | 205691,84 |

Операційні витрати пального ВПАЛ, грн.

ВПАЛ = S · NПАЛ · СПАЛ · (nПЛ + nАВ),

де S – відстань виїзду бригади до підстанції і назад, км;

NПАЛ – норма витрат пального для автомобіля, л/км;

СПАЛ – вартість пального для автомобіля, грн.

nПЛ – кількість планових виїздів за рік (два рази на місяць для знімання показників лічильників + 2 рази на рік для режимного дня);

nАВ – кількість аварійних виїздів за рік (визначається з даних моніторінга).

Таблиця 2 – Розрахунок операційних витрат на оплату праці

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Назва підстанції | Середньо-годинна тарифна ставка Т, грн. | Кількість виконавців R, чол. | Час оперативного  обслуговування t, год | Кількість планових виїздів nПЛ | Кількість аварійних виїздів nАВ | Операційні витрати на оплату праці ВПР, грн. |
| 110/10 Город-110 | 32,41 | 2 | 2,5 | 26 | 18 | 7130,20 |
| 110/35/10 Нерафа | 34 | 9723,00 |
| 35/10 Іванівка | 26 | 8426,60 |
| 35/10 Кархівка | 58 | 13612,20 |
| 35/10 Киселівка | 113 | 22524,95 |
| 35/10 М.Коцюбинськ | 101 | 20580,35 |
| 35/10 Мньов | 41 | 10857,35 |
| 35/10 Олишівка | 64 | 14584,50 |
| 35/10 Пакуль | 85 | 17987,55 |
| 35/10 Портова | 37 | 10209,15 |
| 35/10 Шестовиця | 13 | 6319,95 |
| Разом |  |  |  |  |  | 141955,80 |

Операційні витрати на оплату праці ВПР, грн.

ВПР = Т · R · t· (nПЛ + nАВ),

де Т – середньогодинна тарифна ставка (визначається з даних району електромереж), грн.;

R – кількість виконавців (електромонтер ОВБ + водій електромонтер ОВБ), чол.;

t – час оперативного обслуговування (час проїзду бригади до підстанції і назад + час знаходження на підстанції), год.

nПЛ – кількість планових виїздів за рік (два рази на місяць для знімання показників лічильників + 2 рази на рік для режимного дня);

nАВ – кількість аварійних виїздів за рік (визначається з даних моніторінга).

Таблиця 3 – Розрахунок корисного відпуску електроенергії

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Назва підстанції | Недовідпуск електроенергії за рік W, МВт·год | Єдиний роздрібний тариф на електроенергію, грн. | Корисний відпуск електроенергії ЕР, грн. |
| 110/10 Город-110 | 9,9 | 2563,93 | 25382.91 |
| 110/35/10 Нерафа | 6,5 | 16665,55 |
| 35/10 Іванівка | 5,6 | 14358,01 |
| 35/10 Кархівка | 10,1 | 25895,69 |
| 35/10 Киселівка | 17,1 | 43843,20 |
| 35/10 М.Коцюбинськ | 27,6 | 70764.47 |
| 35/10 Мньов | 6,7 | 17178,33 |
| 35/10 Олишівка | 13,9 | 35638,63 |
| 35/10 Пакуль | 31,5 | 80763,80 |
| 35/10 Портова | 4,6 | 11794,08 |
| 35/10 Шестовиця | 6,6 | 16921,94 |
| Разом |  |  | 359206,61 |

Корисний відпуск електроенергії ЕР, грн.

ЕР = W · CE ,

де W – недовідпуск електроенергії за рік (визначається з даних моніторінга), МВт·год;

CE – єдиний роздрібний тариф на електроенергію за 1МВт (визначається для ІІ класу споживачів), грн.

Таблиця 2 – Розрахунок операційних витрат на оплату праці

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Назва підстанції | Середньо-годинна тарифна ставка Т, грн. | Кількість виконавців R, чол. | Час оперативного  обслуговування t, год | Кількість планових виїздів nПЛ | Кількість аварійних виїздів nАВ | Операційні витрати на оплату праці ВПР, грн. |
| 110/10 Город-110 | 32,41 | 2 | 2,5 | 26 | 18 | 7130,20 |
| 110/35/10 Нерафа | 34 | 9723,00 |
| 35/10 Іванівка | 26 | 8426,60 |
| 35/10 Кархівка | 58 | 13612,20 |
| 35/10 Киселівка | 113 | 22524,95 |
| 35/10 М.Коцюбинськ | 101 | 20580,35 |
| 35/10 Мньов | 41 | 10857,35 |
| 35/10 Олишівка | 64 | 14584,50 |
| 35/10 Пакуль | 85 | 17987,55 |
| 35/10 Портова | 37 | 10209,15 |
| 35/10 Шестовиця | 13 | 6319,95 |
| Разом |  |  |  |  |  | 141955,80 |

Операційні витрати на оплату праці ВПР, грн.

ВПР = Т · R · t· (nПЛ + nАВ),

де Т – середньогодинна тарифна ставка (визначається з даних району електромереж), грн.;

R – кількість виконавців (електромонтер ОВБ + водій електромонтер ОВБ), чол.;

t – час оперативного обслуговування (час проїзду бригади до підстанції і назад + час знаходження на підстанції), год.

nПЛ – кількість планових виїздів за рік (два рази на місяць для знімання показників лічильників + 2 рази на рік для режимного дня);

nАВ – кількість аварійних виїздів за рік (визначається з даних моніторінга).

Таблиця 3 – Розрахунок корисного відпуску електроенергії

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Назва підстанції | Недовідпуск електроенергії за рік W, МВт·год | Єдиний роздрібний тариф на електроенергію, грн. | Корисний відпуск електроенергії ЕР, грн. |
| 110/10 Город-110 | 9,9 | 2563,93 | 25382.91 |
| 110/35/10 Нерафа | 6,5 | 16665,55 |
| 35/10 Іванівка | 5,6 | 14358,01 |
| 35/10 Кархівка | 10,1 | 25895,69 |
| 35/10 Киселівка | 17,1 | 43843,20 |
| 35/10 М.Коцюбинськ | 27,6 | 70764.47 |
| 35/10 Мньов | 6,7 | 17178,33 |
| 35/10 Олишівка | 13,9 | 35638,63 |
| 35/10 Пакуль | 31,5 | 80763,80 |
| 35/10 Портова | 4,6 | 11794,08 |
| 35/10 Шестовиця | 6,6 | 16921,94 |
| Разом |  |  | 359206,61 |

Корисний відпуск електроенергії ЕР, грн.

ЕР = W · CE ,

де W – недовідпуск електроенергії за рік (визначається з даних моніторінга), МВт·год;

CE – єдиний роздрібний тариф на електроенергію за 1МВт (визначається для ІІ класу споживачів), грн.

Додаток 4.1

## 4. Впровадження та розвиток інформаційних технологій

### 4.1. Закупівля нових та модернізація наявних апаратних засобів інформатизації, у т.ч.:

### 4.1.1 Закупівля та модернізація робочих станцій

#### 4.1.1.1 Робоча станція на платформі Інтел

В інвестиційній програмі 2019 року передбачено закупівлю нових персональних комп’ютерів ( Моноблок 24" Lenovo IdeaCentre 730S-24IKB Iron Grey (F0DY0022UA) Екран 23.8" (1920x1080) Full HD / Intel Core i3-7020U (2.3 ГГц) / RAM 8 ГБ / SSD 256 ГБ / Intel HD Graphics 620 / DOS / клавіатура + миша ) в кількості **32 шт**. за ціною 23,50 тис. грн. без ПДВ на суму **752,00 тис. грн. без ПДВ.**

В АТ “ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО” необхідність своєчасного та якісного забезпечення інформацією різних структур товариства для обліку, аналізу, управління технологічними та господарськими процесами потребує постійної організації та виконання ряду завдань по передачі даних, обробці та збереженню інформації. Для їх реалізації використовується значна кількість обчислювальної техніки, комунікаційного обладнання та програмного забезпечення.

Серед таких задач основними є:

автоматизація обліку споживання електроенергії та розрахунків із споживачами електроенергії, яка передбачає ведення баз даних абонентів у кожному структурному підрозділі, оперативні нарахування та розрахунки з абонентами, аналіз споживання електроенергії, розрахунків тощо;

бухгалтерський облік;

АСУ ТП телемеханіка;

розрахунок кошторисів виконаних робіт, облік паливно-мастильних матеріалів;

кадровий облік;

ведення бази даних договорів із споживачами та актів порушень ПКЕЕ;

електронна пошта, діловодство.

В таблиці4.1 наведені норми використання обчислювальної техніки, що використовуються у АТ “ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО”, які визначені експериментальним шляхом під час експлуатації спеціального прикладного програмного забезпечення. Згідно цих норм можлива нормальна організація робочого процесу в підрозділах. Збільшення нормативних показників приводить до збільшення робочого часу, що є прямим порушенням трудового законодавства України.

Таблиця 4.1 Норми використання обчислювальної техніки, що використовуються у   
АТ “ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО”

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № п/п | Задача | Норматив |
| 1 | Розрахунок з фізичними особами | 1 ПК на 6,5 тис.абонентів, додатково 1 ПК на кожні 15 тис. абонентів для роботи із споживачами (довідкове бюро) |
| 2 | Розрахунок з юридичними особами | 1 ПК на 200 абонентів, додатково 1 ПК для роботи із споживачами (довідкове бюро) |
| 3 | Бухгалтерський облік, системи "Клієнт Банк" | По кількості бухгалтерів |
| 4 | Запис диспетчерських переговорів | 1 ПК на підрозділ |
| 5 | Файловий сервер та сервер баз даних | 2 EOM на підрозділ |
| 6 | Телемеханіка | 2 ПК на підрозділ |
| 7 | Електронна пошта, адміністрування ЛОМ, профілактика та наладка ПК та ПЗ (робоче місце інженера з використання комп'ютерів) | 1 ПК на підрозділ |
| 8 | Ведення договорів та робота з актами порушень ПКЕЕ | 1 ПК на підрозділ та додатково 3 ПК для Прилуцького, по 2 ПК для Ніжинського, Чернігівського РЕМів та 5 ПК для ЧнМЕМ |
| 9 | Діловодство та кадровий облік | 1 ПК на підрозділ та додатково 1 ПК на кожні 100 працюючих |
| 10 | Розрахунок кошторисів виконаних робіт (ВТГ), облік паливно-мастильних матеріалів, робота юрисконсульта. | 2 ПК на підрозділ (3 ПК для Прилуцького, Ніжинського, Чернігівського РЕМів, ПнВЕМ, ПдВЕМ та 4 ПК для ЧнМЕМ) |
| 11 | Служби РЗА, ІЗП та служба підстанцій | По 2 ПК на службу для ВВЕМ та ЧнМЕМ |
| 12 | Планово-економічний відділ | По 2 ПК для ВВЕМ та ЧнМЕМ |

На даний час не всі структурні підрозділи товариства забезпечені достатньою кількістю обчислювальної техніки для виконання цих та інших задач.

Значна кількість обчислювальної техніки в АТ "ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО" не відповідає вимогам, які пред'являються до неї (має місце фізичне та моральне старіння).

Нормальна робота програм для розрахунків із споживачами електроенергії, комплексу 1С-бухгалтерія, диспетчерських комплексів потребує відповідної конфігурації ПК: частота процесора не менш 2,0 ГГц, ОЗУ – 4 Гб, мінімальний дисковий простір 250 Гб.

Частина ПК вже не здатна виконувати свої функції і вважається морально і фізично застарілою і непридатною до подальшої експлуатації (таблиця 4.2). Значна частина комп’ютерів ще знаходиться в експлуатації, але за своїми характеристиками і параметрами не придатна для виконання поставлених завдань. До таких відносяться комп’ютери на базі першого покоління процесорів Pentium та їх аналогів. Окрім морального старіння має місце і фізичне, причому вихід з ладу частини ПК призводить до заміни майже всього ПК, так як комплектуючі для заміни виведених з ладу з такими параметрами на даний час вже не виробляються.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Таблиця 4.2 Стан комп'ютерної техніки у товаристві: | | |
| Група за роком випуску | Кількість, шт. | % |
| Комп'ютери до 2014 року випуску | 1 327 | 84,96% |
| Комп'ютери 2015 року випуску | 0 | 0 |
| Комп'ютери 2016 року випуску | 165 | 10,56% |
| Комп'ютери 2017 року випуску | 70 | 4,48% |
| Комп'ютери 2018 року випуску | 0 | 0 |
| **Усього** | 1 562 | 100,00% |

### 4.1.5 Інші засоби інформатизації

#### 4.1.5.1 - 4.1.5.4 Закупівля багатофункціональних пристроїв та принтерів

В інвестиційній програмі 2019 р. передбачено закупівлю струменевий кольоровий принтер з вбудованим СНПЧ в кількості **2 шт** за ціною **10,50 тис. грн. без ПДВ,**  багатофункціональних пристроїв пристрій лазерний ч/б флрмат А4 в кількості **9 шт** за ціною **14,00 тис. грн. без ПДВ**, принтерів лазерних ч/б в кількості **5 шт** за ціною **24,50 тис. грн. без ПДВ,** багатофункціональних пристроїв лазерних ч/б в кількості **3 шт** за ціною **8,50 тис. грн. без ПДВ**, , на загальну суму **295,00 тис. грн. без ПДВ.**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Найменування заходів інвестиційної програми | Вартість,  тис.грн  (без ПДВ) | Кількість, шт | Сума,  тис.грн (без ПДВ) | Технічні характеристики |
| Струменевий кольоровий принтер з вбудованим СНПЧ | 10,50 | 2,00 | 21,00 | Струменевий кольоровий принтер Epson L810 (C11CE32402), формат А4, кількість кольорів 6, вбудоване СНПЧ, друк без полів, щільність паперу 64 - 300 г/м² |
| Багатофункціональний пристрій лазерний ч/б | 14,00 | 9,00 | 126,00 | Багатофункціональний пристрій лазерний чорно-білий Canon i-SENSYS MF428x, формат А4, дуплекс, швидкість друку односторонній до 38 стор.А4/хв., двосторонній до 30 стор.А4/хв., картридж 052 (052Н) |
| Принтер лазерний ч/б | 24,50 | 5,00 | 122,50 | Принтер лазерний чорно-білий HP LaserJet Enterprise M608dn (K0Q18A), формат А4, дуплекс, Ethernet, швидкість друку до 61 стор/хв, картридж НР 37А (37Х) |
| Багатофункціональний пристрій лазерний ч/б | 8,50 | 3,00 | 25,5 | Багатофункціональний пристрій лазерний чорно-білий HP LaserJet Pro M227fdn, швидкість друку до 28 стор/хв, формат А4, дуплекс, Ethernet, сканер з ADF |

Значна частина друкувальної та копіювальної техніки компанії на даний час вже відпрацювала свій ресурс і потребує заміни. Основна частина цієї техніки придбана в 1997-2008 роках і в більшості не в змозі виконувати свої функції.

На 2019 рік планується придбання багатофункціональних пристроїв (принтер-копір-сканер) та принтерів різної потужності формату А4 для оптимального забезпечення відокремлених підрозділів та робочих груп надійною сучасною технікою.

### 4.3. Закупівля та модернізація прикладного програмного забезпечення, у т.ч.:

### 4.3.1 офісного

#### 4.3.1.1 Програмне забезпечення для розрахунку режимів роботи електричних мереж

19.04.2018 року набрала чинності Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 р. №310, якою було затверджено «Кодекс систем розподілу» (надалі – Кодекс).

Зазначеним розпорядчим документом передбачається цілий ряд нових вимог стосовно обґрунтування заходів які плануються операторами системи розподілу до включення в інвестиційні програми (ІП). Одним з суттєвих факторів є те, що заходи ІП повинні ґрунтуватись на сформованому та належним чином погодженому Плані розвитку.

Разом з цим, вимогами Кодексу визначено нові правила планування розвитку систем розподілу та доведено перелік розрахунків та досліджень, які мають бути виконані оператором системи розподілу при розробці Плану розвитку системи розподілу, а саме:

- дослідження та аналіз режимів з урахуванням існуючого завантаження та рекомендації стосовно заходів з нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення системи розподілу на десятирічний період, що забезпечують її надійне та стале функціонування та електропостачання споживачів електричною енергією нормованої якості;

- аналіз перетоків електричної енергії, активної та реактивної потужності, включаючи оцінку завантаженості розподільних підстанцій (трансформаторів) і ліній (повинен бути зроблений для мінімальних і максимальних умов навантаження під час зимового і літнього періодів);

- розробка оптимальних планів та заходів, що стосуються компенсації реактивної потужності;

- розробка заходів щодо зниження витрат електричної енергії з урахуванням надійності електропостачання на підставі проведеного аналізу;

- дослідження рівнів напруги для визначення областей мережі та/або точок приєднання до системи розподілу, де може статися відхилення напруги і де можна запобігти порушенню діапазонів відхилення напруги;

- оцінка потенційного впливу нових генеруючих одиниць та приєднання інших електроустановок до системи розподілу на рівні струмів короткого замикання на підставі дослідження струмів короткого замикання;

- дослідження надійності системи розподілу, у результаті яких прогнозні показники надійності (безперервності) електропостачання повинні бути розраховані для забезпечення відповідності показникам якості послуг;

- розрахунки струмів КЗ та величини струмів КЗ для кожного енерговузла (елемента) електричних мереж;

- інші дослідження визначені п.3.5 Кодексу

АТ «Чернігівобленерго» власними силами буде розробляти План розвитку власних електричних мереж на наступний період, але на теперішній час у Товаристві відсутнє відповідне програмне забезпечення, яке надало б можливість проведення подібних розрахунків та досліджень.

**Комплекс Дакар** (http://dakar.eleks.com) призначений для розрахунку та аналізу усталених нормальних, граничних та післяаварійних режимів роботи електричних мереж напругою 0,4÷1150 кВ; електромеханічних перехідних процесів (аналіз стійкості) електроенергетичних систем з врахуванням дії будь-яких пристроїв автоматики, реакції теплосилового обладнання електричних станцій.

У складі інформаційного забезпечення комплексу є інформаційна база даних (ІБД) та програмні засоби (ПЗ) роботи з нею. Інформаційна база складається з даних про електричну схему мережі та її режими, а також обладнання енергосистеми та нормативно-довідникову інформацію.

В комплексі ДАКАР реалізована можливість обміну даними з іншими програмами (чи користувачами) через імпорт/експорт з: старої DOS-версії ДАКАР, власного формату XML, формату ЦДУ, формату UCTE DEF v. 2.0 (ENTSO-E), формату програми PLANS (Польща), формату програми АРЕМ.

Є можливість отримувати режим роботи електричної мережі на основі даних пристроїв телеметрії (імпорт значень телевимірів та телесигналів з оперативно-інформаційного комплексу). Для цього здійснюється обробка і верифікація телевимірів та телесигналів, розв’язується задача оцінки стану режиму електричної мережі для відтворення поточного режиму роботи мережі. Це дозволить імітувати режими роботи мережі для приймання рішень в процесі диспетчерського керування на підставі результатів аналізу усталених режимів, дослідження статичної та динамічної стійкості.

Для підготовки Плану розвитку системи розподілу власними силами, АТ «Чернігівобленерго» необхідно придбати за рахунок інвестиційної програми дві ліцензії на програмне забезпечення для розрахунку режимів роботи електричних мереж на суму **304,00 тис. грн. без ПДВ.**

### 4.3.4 Систем електронного документообігу

#### 4.3.4.1 Впровадження документообігу

В 2018 році в АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» було розпочате впровадження системи електронного документообігу та автоматизації бізнес-процесів «Megapolis.DocNet» з ліцензією на право її використання, що забезпечує можливість одночасного підключення та роботи 120 користувачів.

В процесі впровадження були виконані наступні роботи:

1. Аналіз існуючих процесів ведення діловодства в Товаристві.
2. Розробка технічного завдання із налагодження системи.
3. Налаштування серверного обладнання та розгортання системи.
4. Налагодження системи згідно технічного завдання.

Для завершення впровадження та забезпечення можливості роботи в системі електронного документообігу та автоматизації бізнес-процесів «Megapolis.DocNet» достатньої для Товариства кількості користувачів (розрахована необхідна кількість одночасно підключених користувачів – 220) в інвестиційній програмі 2019 року передбачено виділення коштів в сумі **500,00 тис. грн. без ПДВ** на впровадження електронного документообігу, що складається з :

Таблиця 1. Вартість програмного забезпечення

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Найменування | Од. виміру | К-сть | Ціна без ПДВ | Сума без ПДВ |
| 1 | Примірник програмної продукції (комп’ютерної програми) "Система електронного документообігу "Megapolis.DocNet" | Шт. | 100 | 3 000,00 | 300 000,00 |
| 2 | Мобільний клієнт Система електронного документообігу «Megapolis.DocNet» IOS | Шт. | 2 | 5 000,00 | 10 000,00 |
| 3 | Мобільний клієнт Система електронного документообігу «Megapolis.DocNet» Android | Шт. | 10 | 5 000,00 | 50 000,00 |
|  |  |  | Сума без ПДВ: | | 360 000,00 |

Таблиця 2. Вартість послуг з впровадження

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № п/п | Назва послуг | Сума, грн. без ПДВ |
| 1 | Створення та впровадження модуля «звернення громадян» згідно постанови НКРЕКП 12.06.2018 №375.  Послуги з інтеграції модулю «звернення громадян» з ПКТ «Кол-центр».  Послуги з впровадження ЕЦП . | 140 000,00 |
|  | Разом, грн., без ПДВ | 140 000,00 |

### 4.3.6 Систем керування взаємовідносинами зі споживачами

#### 4.3.6.1 Модернізація кол-центру

В інвестиційній програмі 2019 р. передбачено виділення коштів в сумі **100,00 тис. грн. без ПДВ** на модернізацію програмно-технічного комплексу кол-центру.

ПТК кол-центр в АТ «Чернігівобленерго» було впроваджено в 2013-2015 роках. Він виконує наступні функції:

- надання інформаційних послуг абонентам шляхом обробки їх вхідних звернень, що надходять через засоби телекомунікації, та надання відповідей на ці звернення, у тому числі шляхом перенаправлення звернень до відповідних структурних підрозділів;

- прийом інформації щодо показів приладів обліку;

- здійснення вихідних дзвінків для проведення опитування абонентів, у тому числі для оцінки якості роботи товариства та кол-центру;

- збір та формування статистичних даних щодо звернень абонентів для подальшої їх обробки аналітичними системами;

- наявність голосового меню самообслуговування, яке в автоматичному режимі відтворює попередньо записані аудіозаписи з таких питань:

1) розклад роботи ліцензіата;

2) процедура підключення до мережі;

3) інформація щодо незапланованих (аварійних) перерв в електропостачанні без врахування місцезнаходження (місця проживання) абонентів;

- проведення за допомогою голосового меню самообслуговування в автоматичному режимі:

1) прийому скарг та пропозицій;

2) інформування щодо заборгованостей із зазначенням суми боргу та кінцевого строку його сплати;

3) анкетування щодо оцінки якості надання послуг ліцензіатом (зворотний дзвінок абоненту);

- наявність голосового меню самообслуговування, яке в автоматичному режимі відтворює попередньо записані аудіозаписи та надає:

1) інформацію щодо незапланованих (аварійних) перерв в електропостачанні, враховуючи місцезнаходження (місце проживання) абонентів;

2) інформацію щодо строків усунення несправностей, враховуючи місцезнаходження (місце проживання) абонентів;

3) актуальну інформацію щодо рахунку абонента;

- за попередньою домовленістю з абонентом в автоматичному режимі:

1) сповіщення абонентів про заплановані перерви в електропостачанні та приблизний час відновлення електропостачання, враховуючи місцезнаходження (місце проживання) абонентів;

2) сповіщення абонентів про аварію та приблизний час відновлення електропостачання, враховуючи місцезнаходження (місце проживання) абонентів;

3) інформування абонентів щодо процесу обробки їх заяв на обслуговування.

- сповіщення відповідних працівників ліцензіата про аварію в автоматичному режимі.

На виконання Постанови НКРЕКП від 12.06.2018  № 373 Про затвердження Мінімальних вимог до якості обслуговування споживачів електричної енергії кол-центрами та для забезпечення оперативності інформування споживачів електричної енергії, зручності використання інформаційних ресурсів та швидкого вирішення проблемних питань в роботі із споживачами необхідне внесення змін та доопрацювання програмного забезпечення кол-центру Товариства.

В 2019 році планується наступне доопрацювання ПТК кол-центру:

* реорганізація бази даних;
* оновлення та впровадження процедур синхронізації даних з білінговими системами;
* оновлення інтерфейсів користувача : оператора, диспетчера, виконавця, старшого оператора, адміністратора, суперадміністратора;
* реконфігурація голосового меню самообслуговування;
* оновлення класифікатора питань та зміна алгоритмів розподілу звернень;
* забезпечення оперативного обміну інформацією між операторами кол-центру та підрозділами ліцензіата.

### 4.3.7 Інформаційна система управління виробництвом

#### 4.3.7.1 Впровадження ERP SAP

#### 4.3.7.2 Ліцензії ERP SAP

В інвестиційній програмі 2019 р. передбачено виділення коштів в сумі **3 000,00 тис. грн. без ПДВ** на впровадження ERP SAP та ліцензії ERP SAP.

- Впровадження ERP SAP – 1 000,00 тис.грн. без ПДВ;

- Ліцензії ERP SAP – 2 000,00 тис. грн. без ПДВ ( ліцензія SAP Bill to Cash Management for Energy Utilities на 10 000 особових рахунків) .

Управління товариством неможливе без сучасних програмних продуктів, які вирішують завдання обліку, управління ресурсами і виробничими процесами. Відсутність у товаристві єдиної інформаційної системи знижує ефективність управління, а пов'язане з ним невчасне і неповне надходження даних потребуючим їх співробітникам нерідко приводить до ухвалення помилкових управлінських рішень.

Для підвищення ефективності управління підприємством необхідне впровадження сучасних програмних продуктів, в сукупності званих ERP-системою (Enterprise Resource Planning).

**Основні можливості цієї системи:**

* одержання оперативної інформації про поточні результати діяльності товариства, як у цілому, так і з повною деталізацією по підрозділах і напрямках господарювання, окремим замовленням, видам ресурсів, виконанню планів;
* довгострокове, оперативне і детальне планування діяльності підрозділів товариства з можливістю коректування планових даних на основі оперативної інформації;
* рішення задач оптимізації виробничих і матеріальних потоків;
* реальне скорочення матеріальних ресурсів на складах;
* планування і контроль за всім циклом виробництва з можливістю впливу на нього з метою досягнення оптимальної ефективності у використанні виробничих потужностей, усіх видів ресурсів і задоволення потреб замовників;
* автоматизація робіт збутових відділів з повним контролем за платежами, відвантаженням продукції (відпуском електроенергії) і термінами виконання договірних зобов'язань;
* фінансове відображення діяльності підрозділів та товариства в цілому;
* значне скорочення невиробничих витрат;
* можливість поетапного впровадження системи, з урахуванням інвестиційної політики товариства.

Впровадження такої системи в АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» дасть можливість повністю централізувати всі функції окремих систем і комплексів, що використовуються для аналізу і ухвалення рішень керівництвом Товариства, а також ввести додаткові функціональні можливості, як наприклад систему електронного документообігу підприємства (на даний момент в Товаристві автоматизований тільки процес обліку і контролю проходження основних документів, таких як накази і розпорядження, зовнішнє листування) та інші. ERP-система дозволить забезпечити контроль і управління процесами бізнесу, відображаючи реальне положення справ у товаристві. При цьому керівництву значно спрощується завдання прийняття оптимальних рішень – система сама показує йому, як і куди рухається товариство.

Крім того при впровадженні ERP-системи знижується об'єм роботи, тому що, по-перше, не треба багато разів вводити одну і ту ж інформацію в декілька розрізнених баз даних; по-друге, істотно посилюється контроль; по-третє, з'являється можливість якіснішого аналізу даних, що особливо важливо для ухвалення рішень в умовах динамічно змінного середовища і зростання бізнесу.

Для організації роботи товариства за міжнародними стандартами ISO 9000 виконується поетапне впровадження системи з урахуванням інвестиційної політики в 2019 році.

В цілому ERP-система формує надійну базу для прийняття оптимальних рішень на всіх рівнях управління, як на поточний момент, так і в довгостроковій перспективі.

Корпоративна інформаційна система управління дозволить автоматизувати всі ключові бізнес-процеси товариства.

На сьогоднішній день в результаті комплексної автоматизації ERP-рішення дозволять:

• добитися нової якості контролю над всією адміністративною, фінансовою та оперативною діяльністю товариства;

• підвищити надійність роботи електромереж;

• знизити втрати при передачі електроенергії;

• забезпечити необхідну якість електроенергії;

• підвищити якість підготовки технологічної інформації;

• забезпечити прозорість і доступність фінансової інформації;

• знизити час, необхідний для прийняття рішень;

• забезпечити належний контроль над виконанням прийнятих рішень, наказів і розпоряджень;

• оптимально збалансувати централізовану систему планування, управління та закупівель;

• уніфікувати організаційні структури департаментів, служб, відділів, зайнятих у комплексі ІТ;

• впровадити рішення, що мають загальносвітову позитивну репутацію;

• підвищити достовірність використовуваних даних;

• здійснити комплексну інтеграцію компонентів КІСУ між собою і з зовнішніми системами.

Для створення та впровадження ERP-системи попередньо були визначені цілі:

• Підвищення ефективності діючої системи управління з метою мінімізації витрат на здійснення всіх видів діяльності товариства і підвищення ефективності використання ресурсів та основних засобів за рахунок використання інформаційних технологій.

• Створення повнофункціональної корпоративної інформаційної системи управління товариствами.

• Забезпечення прозорості всіх бізнес-процесів товариства.

• Забезпечення керівників усіх рівнів інформацією, необхідної для прийняття ефективних управлінських рішень.

• Забезпечення керівників усіх рівнів програмним інструментарієм для обробки цієї інформації.

Були сформульовані основні завдання:

• Формування єдиного інформаційно-технологічного простору, що включає єдину методологію, єдину систему класифікаторів і довідників з уніфікованими структурами даних.

• Автоматизація процесів вертикальної інтеграції (бюджетування, управлінського документообігу, формування і надання звітності).

• Скорочення витрат і термінів здійснення бізнес-процесів.

• Комплексна автоматизація бізнес-процесів фінансово-економічного, збутового, господарського та виробничого характеру.

• Автоматизація процесу формування і управління нормативно-довідковою інформацією.

Основні принципи проекту створення системи:

• Максимальне використання кращих світових практик і стандартних можливостей ERP.

• Інтенсивне залучення проектної команди на всіх етапах проекту з метою формування експертизи, необхідної для успішного впровадження, експлуатації і розвитку системи.

• Ефективне проектне управління, засноване на перевіреній загальновизнаній методології і забезпечене відповідною організаційною інфраструктурою (Проектний офіс).

• Забезпечення цілісності і послідовності у визначенні вимог, їх документування та реалізації. Повна відповідність виконуваних робіт і створюваного рішення затвердженої проектної документації.

• Суворе управління обсягом та змінами проекту, що дозволяє забезпечити своєчасне виконання проекту з належною якістю.

• Повноцінне технологічне і ліцензійне забезпечення Проекту, що гарантує якісне виконання проектних робіт і ефективну експлуатацію, розвиток системи в майбутньому.

• Поетапна реалізація проекту.

**Враховуючи те, що проект має бути реалізований в максимально короткі терміни і з мінімальними витратами, передбачається наступне:**

**Проект розбивається на фази.**

**Фаза 1**: Підготовка проекту - забезпечує початкове планування та підготовку проекту.

**Фаза 2**: Аналіз та обстеження бізнес-процесів - збір інформації, що має відношення до проекту. Протягом цієї фази досягається розуміння бізнес - потреб клієнта, проводиться ретельне обстеження бізнес-процесів підприємства «як є».

**Фаза 3**: Концептуальний проект - в цій фазі створюється концептуальний проект, який детально документує результати, зібрані під час проведення робочих зустрічей і нарад, присвячених визначенню вимог до системи. Крім того, концептуальний проект служить для документування вимог товариства до бізнес-процесів. На цій основі, досягається загальне розуміння того, як компанія має намір вести свій бізнес.

**Фаза 4**: Реалізація - на цій фазі, реалізуються вимоги до бізнесу і процесів, відповідно до концептуальним планом. Систему конфігурується поетапно, використовуючи два пакети робіт - конфігурація прототипу і остаточна конфігурація. У цій фазі завершується тестування, навчання кінцевих користувачів, підготовка фахівців для супроводу системи та остаточні роботи з завершення проекту, з метою забезпечення готовності до продуктивного старту. Крім того, фаза заключної підготовки призначена для вирішення всіх критично важливих відкритих проблем.

**Фаза 5**: Перехід до промислової експлуатації - перехід від орієнтованого на проект, допродуктивного середовища до успішної реальній роботі, продуктивний старт.

**Фаза 6**: Розвиток, підтримка системи - впровадження системи в РЕМ.

1. **Передбачається залучення наступних фахівців:**

|  |  |
| --- | --- |
|  | Кількість фахівців у проекті |
| керівник проекту | 1 |
| FI – Бізнес-архітектор (методолог) | 1 |
| FI – Консультант по фінансах | 1 |
| FI-CA - Консультант по фінансам для білінга | 1 |
| FI - Консультант по основних засобах | 1 |
| PSM-FM – Консультант по управлінню бюджетом | 1 |
| CO – Консультант по контролінгу | 1 |
| MM - Консультант по управлінню матеріальними потоками | 1 |
| SD - Консультант по збуту | 1 |
| PM - Консультант по ТОРО | 1 |
| HR - Консультант по управлінню персоналом | 1 |
| IS-U - Консультант по білінгу (методолог) | 1 |
|  |  |
| IS-U - Консультант по білінгу (расчеты) | 1 |
| IS-U - Консультант по білінгу (лицевые счета) | 1 |
| BC - Консультант по базису | 1 |
| ABAP - Разробник | 2 |
| Всього | 17 |

В результаті виконання робіт у товаристві буде отримано:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  | **Вирішувані задачі** | **Вихідні документи** | **Результат** |
| **Фаза 1:** **Підготовка проекту** | Аналіз і уточнення стратегії впровадження.  Аналіз і уточнення стратегії навчання.  Проведення навчання проектних груп.  Створення робочої середовища для проектної групи.  Визначення організаційної структури проекту.  Визначення стандартів і процедур управління проектом.  Визначення стандартів і процедур впровадження проекту.  Визначення стратегії побудови системного ландшафту.  Нарада з фактичного початку (запуску) проекту.  Нарада за стандартами, що стосуються проектної групи. | Статут проекту  План проекту  План навчання | Затверджений статут проекту Наказ про впровадження |
| **Фаза 2: Аналіз та обстеження бізнес-процесів** | Збір інформації, що має відношення до проекту  Розуміння бізнес - потреб клієнта  Проводиться ретельне обстеження бізнес-процесів підприємства «як є». Описується існуючі програми та маршрути руху інформації.  Прописуються взаємини власників бізнес-процесів. Проводиться аналіз правильності та доцільності БП. | Звіти обстеження БП Пропозиції щодо оптимізації БП. | Прописані бізнес-процеси «як буде» |
| **Фаза 3: Концептуальний проект** | Установка середовища розробок.  Первісна установка системного ландшафту.  Адміністрування систем.  Ініціалізація IMG (посібник з впровадження системи).  Проведення семінарів по бізнес-процесах.  Проведення семінарів з визначенням докладних вимог. | Створення технічного проекту  Концептуальний проект | Готове до реалізації проектне рішення |
| **Фаза 4: Реалізація** | Первісне планування підтримки продуктивної експлуатації.  Конфігурування та тест прототипу.  Системне управління, включаючи плани тестування, зобов'язання з надання послуг, налаштування середовищ забезпечення якості та продуктивної експлуатації та функції системного адміністрування.  Розробка програм перенесення даних.  Розробка інтерфейсних програм.  Розробка розширень.  Створення звітів і формулярів.  Створення концепції повноважень.  Документація для кінцевого користувача і навчальний матеріал. | Звіти з тестування прототипу  Звіти заключного інтеграційного тестування | Готова до впровадження система |
| **Фаза 5:**  **Перехід до промислової експлуатації** | Підготовка та проведення навчання кінцевих користувачів.  Уточнення процесу управління системою.  Уточнення планів підготовки системи до продуктивного старту та підтримки продуктивної експлуатації.  Здійснення підготовки системи до продуктивного старту. | Рішення про готовність системи до продуктивного старту  Наказ про початок промислової експлуатації системи | Продуктивно працююча система |
| **Фаза 6: Розвиток і підтримка системи** | Підтримка продуктивної експлуатації.  Подальше навчання.  Визначення довгострокових планів.  Тиражування проекту на філії |  | Розвиток системи |

**Плановані результати:**

в частині управління матеріальними потоками:

• побудова оптимально збалансованої централізованої системи планування, управління закупівлями і запасами

• підвищення ефективності використання оборотних коштів, у тому числі за рахунок оптимізації товарно-матеріальних запасів

**в частині управління фінансами:**

• можливість формування бухгалтерської, міжнародної, податкової та управлінської звітності на основі даних первинного обліку

• планування і контроль виконання бюджету в частині управлінського обліку:

• можливість обліку витрат і виручки по об'єктах обліку

• формування розрахунку планової та фактичної собівартості продуктів і послуг товариства

• отримання аналізу прибутковості діяльності товариства в різних ракурсах.

**в частині управління взаємовідносинами з клієнтами:**

• побудова ефективного інструменту, який дозволяє організувати обслуговування клієнтів товариства на найвищому рівні

• забезпечення інтеграції з телефонними, поштовими системами

• створення ЄДИНОЇ клієнтської бази даних, яка зберігає історію взаємин з кожним споживачем

• реалізація можливості аналізу взаємин зі споживачами для планування діяльності, підвищення ефективності взаємодії в частині побудови НДІ

• створення Централізованої служби НДІ, що дозволяє консолідувати довідкову інформацію, яка використовується всіма структурними підрозділами товариства.

**в частині управління документообігом:**

• створення оптимальної прозорої схеми ведення та виконання договорів

**в частині управління матеріальними потоками:**

• побудова оптимально збалансованої централізованої системи планування, управління закупівлями і запасами

• підвищення ефективності використання оборотних коштів, у тому числі за рахунок оптимізації товарно-матеріальних запасів.

**в частині управління фінансами:**

• можливість формування бухгалтерської, міжнародної, податкової та управлінської звітності на основі даних первинного обліку

• планування і контроль виконання бюджету

**в частині управлінського обліку:**

• можливість обліку витрат і виручки по об'єктах обліку

• формування розрахунку планової та фактичної собівартості продуктів і послуг товариства

• отримання аналізу прибутковості діяльності товариства в різних ракурсах

**в частині ТОРО:**

• ефективне управління технічними активами товариства

• максимізація корисної віддачі від устаткування за рахунок збільшення його надійності

• скорочення часу аварійних простоїв і пов'язаних з цим втрат

• скорочення витрат на аварійні ремонти

• оптимізація витрат на утримання обладнання

• скорочення витрат на ремонти при заданому рівні надійності

• скорочення часу планових простоїв і пов'язаних з цим втрат

• автоматизація відображення процесів ТОРО в бухгалтерському і управлінському обліках.

Роботи по підготовці та конфігуруванню системи були розпочаті у 2012 році. З того часу були визначені основні модулі та розроблені концептуальні проекти їх впровадження, виконане дослідження бізнес-процесів Товариства, проведене моделювання та оптимізація конфігурацій кожного з модулів ERP-системи.

В 2013 році було виконане встановлення та конфігурування програмного середовища SAP ERP, розгортання та налаштування базового прототипу SAP ERP, комп’ютерне програмування та впровадження модуля «Технічне обслуговування та ремонт обладнання» (ТОРО). Також були придбані ліцензії для використання системи у обсягах, достатніх для роботи групи конфігурування програмного середовища системи та модуля ТОРО.

На протязі 2014-2018 років послідовно проводилося дослідження, конфігурування, наповнення даними та впровадження модулів «Основні засоби» (з інтеграцією до модуля ТОРО), «Фінанси та бухгалтерія», «Контролінг», «Управління матеріальними потоками», «Управління проектами/Управління інвестиціями», «Управління бюджетом» в апараті управління Товариства, Чернігівьких МЕМ, Чернігівському, Ніжинському, Прилуцькому та Козелецькому районах електричних мереж.

Створена єдина методика для розрахунків по промислових споживачах в модулі IS-U (білінг) та проведено аналіз і оптимізацію рішень щодо розрахунків з побутовими споживачами.

Впровадження ERP-системи в цілому по Товариству передбачає поетапне впровадження її модулів у всіх підрозділах та послідовне забезпечення відповідною кількістю ліцензій на їх використання.

На 2019 рік планується впровадження модулів системи в наступних підрозділах: Бахмацький, Бобровицький, Борзнянський та Варвинський РЕМи.

Також заплановано початок впровадження білінгових модулів «Галузеве рішення для енергетики» (IS-U) по розрахунках з промисловими та побутовими споживачами електричної енергії.

За період з 2013 по 2018 роки було витрачено 815 тис.грн. без ПДВ на придбання ліцензій та 5613 тис.грн. без ПДВ на впровадження ERP SAP.

В інвестиційній програмі 2019 р. передбачено виділення коштів в сумі 3 000,00 тис. грн. без ПДВ, з них на впровадження ERP SAP - 1 000,00 тис.грн. без ПДВ та ліцензії ERP SAP Bill to Cash Management for Energy Utilities на 10 000 особових рахунків - 2 000,00 тис. грн. без ПДВ.

Впровадження в інших підрозділах Товариства заплановані в наступні терміни:

|  |  |
| --- | --- |
| Назва підрозділу | Рік впровадження |
| ВП Городнянський РЕМ | 2020 |
| ВП Ічнянський РЕМ |
| ВП Коропський РЕМ |
| ВП Корюківський РЕМ |
| ВП Куликівський РЕМ | 2021 |
| ВП Менський РЕМ |
| ВП Новгород-Сіверський РЕМ |
| ВП Носівський РЕМ |
| ВП Ріпкинський РЕМ |
| ВП Семенівський РЕМ |
| ВП Сосницький РЕМ | 2022 |
| ВП Срібнянський РЕМ |
| ВП Талалаївський РЕМ |
| ВП Щорський РЕМ |
| ВП Південні ВЕМ |
| ВП Північні ВЕМ |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Таблиця 4.1 - Економічний ефект від впровадження заходів інвестиційної програми на 2019 рік компанії | | | | | | | | | | |
| № | Найменування заходу | Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ) | Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за **2019** рік\*, тис. грн (без ПДВ) | Окупність, роки | Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ) | | | | | |
| Зниження ТВЕ | Зниження операційних витрат | | | Зменшення штрафних санкцій | Зниження потенційних очікуваних збитків\*\* |
| зниження витрат на матераіли та обладнання | зниження витрат ПММ | зниження витрат на оплату праці |
| 1 | 2 | 3 | 5=7+...+14 | 6=(3-4)/5 | 7 | 8 | 9 | 10 | 12 | 13 |
| 1 | Робоча станція на платформі Інтел | 752,00 | 113,55 | 6,6 | - | 113,55 | - | - | - | - |
| 2 | Струменевий кольоровий принтер з вбудованим СНПЧ | 21,00 | 5,77 | 3,6 | - | 5,77 | - | - | - | - |
| 3 | Багатофункціональний пристрій лазерний ч/б формат А4 | 126,00 | 32,31 | 3,9 | - | 30,00 | 0,31 | 2,00 | - | - |
| 4 | Принтер лазерний ч/б | 122,50 | 58,94 | 2,1 | - | 52,94 | 2,00 | 4,00 | - | - |
| 5 | Багатофункціональний пристрій лазерний ч/б | 25,5 | 5,03 | 5,06 | - | 4,43 | 0,10 | 0,50 | - | - |
| 6 | Програмне забезпечення для розрахунку режимів роботи електричних мереж | 304,00 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 7 | Впровадження документообігу | 500,00 | 180,00 | 2,8 | - | 170,00 | - | 10,00 | - | - |
| 8 | Модернізація кол-центру | 100,00 | 100,00 | 1,00 | - | - | - |  | 100,00 | - |
| 9 | Впровадження SAP R3 з ліцензією | 3 000,00 | 530,00 | 5,7 | 80,00 | 100,00 | 150,00 | - | 200,00 | - |
| **Усього** | | **4 731,00** | 1 021,77 | - | 80,00 | 472,67 | 152,60 | 16,50 | 300,00 | - |

Додаток 5.1

## 5. Впровадження та розвиток систем зв’язку

З 2004 року АТ «Чернігівобленерго» почало побудову корпоративної системи зв’язку, яка дозволяє:

- підвищити оперативність та правильність прийняття рішень адміністрацією АТ «Чернігівобленерго» за рахунок підвищення надійності, швидкості й достовірності отримуваної інформації;

- підвищити ефективність діяльності технічних відділів за рахунок створення єдиної системи передачі, зберігання й обробки інформації для всіх видів адміністративних, економічних, технологічних, технічних та організаційних робіт,які виконуються в процесі функціонування АТ «Чернігівобленерго»;

- забезпечити достатню продуктивність системи передачі даних та голосу для задоволення зростаючих потреб користувачів та сучасного програмного забезпечення;

- створити сучасну систему, яка дозволяє обслуговувати велику кількість споживачів і в той же час мати великий запас швидкодії і пропускної здатності;

- забезпечити сумісне використання центральних мережевих ресурсів, створити систему, яка дозволить впроваджувати сучасні технології передачі й обробки інформації, облік матеріальних ресурсів, а також контроль технологічних процесів.

Основою для корпоративної мережі зв’язку АТ «Чернігівобленерго» є магістральні цифрові канали зв’язку, які будуються з допомогою прольотів радіорелейних ліній зв’язку. Прольот РРЛ – цифровий канал, який з’єднує два вузла мережі та складається з двох комплектів радіорелейних станцій, які монтуються на вежах зв’язку. Вузли мережі та вежі зв’язку розташовані на адміністративно-виробничих територіях районів електромереж. До складу вузла мережі відносяться комплекти РРС, комутаційне обладнання (цифрові АТС) та мережеве обладнання, яке забезпечує потреби персоналу районних електричних мереж в голосовому зв’язку.

За період 2004-2018 р.р. було побудовано 14 прольотів РРЛ: Чернігів-Куликівка, Куликівка-Ніжин, Ніжин-Ічня, Ічня-Прилуки, Чернігів-Халявін-Ріпки (з перетрансляцією в с.Халявін, на орендованій вежі), Ріпки-Городня, Городня-Щорс, Щорс-Корюківка, Корюківка-Мена, Мена-Борзна, Ніжин-Носівка, Носівка-Козелець, Борзна-Бахмач.

Таким чином, корпоративна мережа зв'язку об’єднала 13 структурних підрозділів и Дирекцію Товариства. В точках комутації розташовані 16 цифрових АТС Siemens cерії HiPath 3000 (Південні ВЕМ, Прилуки, Ніжин, Ічня, Куликівка, Ріпки, Городня, Щорс, Корюківка, Мена, Козелець, Семенівка, Борзна, Носівка, Бахмач, Чернігів).

Здідно з ТЕО в майбутньому планується побудувати 10 радіовеж (Бобровиця, Холми, Семенівка, Н.Сіверський, Сосниця, Короп, Срібне, Варва, Талалаївка, Березна), 13 прольотів РРЛ (Козелець-Бобровиця, ПС Куликівка-Куликівка РЕМ, Корюківка-Холми, Холми-Семенівка, Холми-Н.Сіверський, Мена-Сосниця, Сосниця-Короп, Прилуки-Срібне, Срібне-Варва, Срібне-Талалаївка, Талалаївка-Бахмач, Куликівка-Березна, Березна-Мена) та встановити 7 цифрових АТС (Бобровиця, Н.Сіверський, Сосниця, Короп, Срібне, Варва, Талалаївка).

### 5.1.2. Цифрові автоматичні телефонні станції (АТС)

#### 5.1.2.1. АТС для РЕМ

В інвестиційній програмі на 2019 рік передбачено закупівлю семи комплектів IP-АТС для РЕМ на суму **410 тис. грн. без ПДВ.**

Встановлення ІР-АТС в якості кінцевого комутаційного вузла в дозволить інтегрувати підрозділи семи РЕМ у корпоративну мережу зв’язку, значно покращити оперативність та якість управління підрозділами та технологічними процесами. Також це дозволить знизити витрати на міжміський зв’язок.

Встановлення ІР-АТС дозволить використовувати власні телефонні лінії замість телефонних ліній Укртелеком та здійснювати міжміські розмови по власним каналам зв’язку.

Виходячи з того, що кількість портів АТС становить 50 шт, абонплата за таку ж кількість телефонних ліній від Укртелекому буде становити 50\*67,16 грн=3358,00 грн на місяць. Орієнтовна вартість міжміських розмов з такої кількості ліній становить 1000 грн на місяць. Затрати на зв’язок на рік становитимуть (3358,00грн+1000грн)\*12=52296,00грн

Таким чином орієнтовний термін окупності ІР-АТС обчислюється як відношення вартості АТС до суми затрат, які АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» буде щорічно економити завдяки її встановленню і становить 410000грн./7/52296,00грн.=1,2 роки.

З урахуванням того, що вартість послуг зв’язку постійно зростає реальний термін окупності може бути ще меншим.

Для одного комплекту ІР-АТС Grandstream UCM6208 наступна комплектація:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Пoз.-Nо. | Кільк. | Найменування |
| 1 | 1 | Grandstream UCM6208 IP PBX |
| 2 | 1 | Grandstream GXV3240 Multimedia IP Phone for Android™ |
| 3 | 10 | Grandstream GXP1625 Small-Medium Business HD IP Phone |

Додаток 6.1

1. **Модернізація та закупівля колісної техніки**

Для обслуговування електричних мереж в АТ «ЧЕРНІГОВОБЛЕНЕРГО» використовується 781 одиниці автотракторної техніки та спец механізмів, з них 21 автокран, 40 бурильних установок, 98 автовишок, 21 електролабораторія, 9 автомобільних майстерень, 126 бригадних автомобіля, 149 вантажних, 63 тракторів, 117 легкових автомашин, 27 мікроавтобусів, 99 причепа, 11 автонавантажувачів. У товаристві 80% автотракторної техніки вимагає заміни з причини граничного строку експлуатації. Тому для недопущення негативних наслідків, взамін замортизованої техніки в інвестиційній програмі 2019 року передбачається придбання нової автотехніки а саме:

#### 6.1 Бригадний автомобіль на базі Mitsubishi L200 INTENSE 2.4 MT, або аналог

В інвестпрограмі 2019 року передбачено придбання автомобілей Mitsubishi L200 INTENSE 2.4 MT (або аналог) в кількості 8 шт. на суму **5 920,00тис.грн без ПДВ.**

Новий Mitsubishi L200 поєднує в собі повний привід, надійність та практичність, економічні та високопродуктивні двигуни відрізняються помірними експлуатаційними витратами. Внутрішній салон має 5 повноцінних посадочних місць,та вантажну платформу. Зазначений автомобіль підходить для перевезення працівників як ремонтних бригад так і ОВБ, завдяки вантажній платформі може бути укомплектований необхідним для ремонту електромереж обладнанням та матеріалами.

В інвестпрограмі 2019 року передбачено придбання Mitsubishi L200 INTENSE 2.4 MT взамін автомобілів ГАЗ-5312 № 55-94 ЧНП 1991 року випуску Менський РЕМ, ГАЗ-66 № 01256 МН 1987 року випуску Південних ВЕМ, ЛЕК-452 № 93-90 ЧНМ 1993 року випуску Бобровицький РЕМ, УАЗ-452 № 04967 МН 1979 року випуску, ЛЕК-452 № 9388 ЧНП 1993 року випуску Козелецький РЕМ, М-412 № СВ 0492 АО 1992 року випуску Ніжинський РЕМ, ІЖ-2715 № 9180 ЧНП 1993 року випуску Чернігівського РЕМ та ІЖ-2715 № 1410 ЧНП 1991 року випуску Носівського РЕМ в кількості 8 шт. на суму 5 920,00 тис.грн без ПДВ.

Вартість одного автомобіля складає **– 740 тис. грн. без ПДВ.**

Основними вимогами для придбання Mitsubishi L200 INTENSE 2.4 MTє характеристики, зазначені в таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 - Технічні вимоги для придбання **Mitsubishi L200 INTENSE 2.4 MT**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Перелік параметрів порівняння | **Mitsubishi L200 INTENSE 2.4 MT** | **Great Wall Wingle 5** | **Toyota hilux** |
| 1 | Двигун | дизель | дизель | дизель |
| 2 | Обєм двигуна, л | 2476 | 2000 | 3400 |
| 3 | Потужність двигуна, л.с. | 136 | 150 | 144 |
| 4 | Витрати палива, л/100км при городському циклі | 8,7 | 8,7 | 11 |
| 5 | Тип коробки передач | механічний | Механічна | Механічний |
| 6 | Число передач | 6-ступінчата | 5- ступінчата | 6 |
| 7 | Привід | повний | повний | повний |
| 8 | Кількість місць | 5 | 5 | 5 |
| 9 | Тип кузова | Пикап | Пикап | пікап |
| 10 | Витрати на тех. обслуговування, грн. з ПДВ | 2 800 | 4000 | 5200 |
| 11 | Вартість, тис. грн.. без ПДВ | 740 | 698 | 780 |

Даний автомобіль Mitsubishi L200 за своїми характеристиками має переваги серед своїх аналогів відповідно до таблиць порівняння.

Таблиця 6.2 – Розрахунок економічної ефективності закупівлі автомобілів   
**Mitsubishi L200** **INTENSE 2.4** **MT**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | | Марка колісної техніки, що підлягає заміні | | Марка колісної техніки, що пропонується на заміну | Вартість нової одиниці колісної техніки, що пропонується на заміну, тис.грн (без ПДВ) | | Очікуваний річний економічний ефект (тис.грн з ПДВ) від: | | | | | | | |
| економії витрат на паливно-мастильні матеріали | | зменшення витрат на технічне обслуговування і ремонт | зменшення інших витрат | | зменшення затрат на закупівлю автомобільних шин за рахунок збільшення іх норми пробігу | загальний очікуваний економічний ефект від заміни колісної техніки | |
| 1 | | УАЗ 452 | | Mitsubishi | 740 | | 15,00 | | 35,00 | 50,00 | | 30,00 | 130,00 | |
| 2 | | ЛЕК 452 | | Mitsubishi | 740 | | 15,00 | | 35,00 | 50,00 | | 30,00 | 130,00 | |
| 3 | | М-412 | | Mitsubishi | 740 | | 15,00 | | 35,00 | 50,00 | | 30,00 | 130,00 | |
| 4 | | ГАЗ-53 | | Mitsubishi | 740 | | 20,00 | | 30,00 | 50,00 | | 30,00 | 130,00 | |
| 5 | | ЛЭК-452-77 | | Mitsubishi | 740 | | 15,00 | | 35,00 | 50,00 | | 30,00 | 130,00 | |
| 6 | ГАЗ-66 | | Mitsubishi | | 740 | 15,00 | | 35,00 | | | 50,00 | 30,00 | | 130,00 |
| 7 | ІЖ-2715 | | Mitsubishi | | 740 | 12,00 | | 35,00 | | | 50,00 | 30,00 | | 130,00 |
| 8 | ІЖ-2715 | | Mitsubishi | | 740 | 12,00 | | 35,00 | | | 50,00 | 30,00 | | 130,00 |

Економічний ефект від закупівлі шести автомобілів Mitsubishi L200 INTENSE 2.4 MT складає 780,000 тис.грн на рік.  
Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці 6.1

Термін окупності складатиме:

**,** де

740/130 = **5,7 роки.**

#### 6.2 Автомобіль Iveco Daily 70с15, або аналог

В інвестпрограмі 2019 року передбачено придбання вантажного автомобіля Iveco Daily 70с15 взамін автомобіля ГАЗ-3307 №СВ 55-18 ВН 1992 року випуску Городнянського РЕМ або аналог в кількості 1 шт. на суму **1 376,78 тис.грн без ПДВ**.

Автомобіль Iveco Daily на шасі 70c15 застосовується для перевезення вантажів, автомобіль має тентований кузов. В основі Iveco Daily лежить рама, довжина і товщина якої варіюється в залежності від виконання машини. Рамна конструкція дозволяє створювати версії з лідируючими показниками вантажопідйомності в класі - найбільш вантажопідйомна модифікація Iveco Daily має повну масу 7 тон і вантажопідйомність 4,7 тони. Привід - на задні колеса, існує версія з приводом на всі колеса.

Всі моделі комплектуються дизельними, рядними, чотирициліндровими двигунами, по 4 клапани на циліндр. Всього для автомобіля доступно 9 варіантів виконання мотора.

Вся лінійка двигунів оснащується интеркулером і турбіною із змінною геометрією. За уприскування відповідає система Common Rail. Для відповідності сучасним екологічним нормам, мотор забезпечений системою нейтралізації відпрацьованих газів, яка складається з попереднього каталітичного і основного нейтралізаторів, а також фільтр сажі.

Варіанти трансмісії включають в себе автоматизовану і механічну шестиступінчастою коробкою передач. Підвіска Iveco Daily також може відрізнятися в залежності від комплектації, спереду: незалежна з амортизаторами і ресорами або торсіонна зі стабілізатором поперечної стійкості, ззаду: ресори або підвіска на пневмоелементах. Пневмопідвіска може включати в себе функцію регулювання висоти автомобіля. Мінімальний діаметр розвороту - 11,5 м.

За безпеку відповідає система ESP 9, до складу якої входить ABC, ESP (Електронна система стабілізації), EBD (Електронна система розподілу гальмівних зусиль), ASR (протибуксувальна система), MSR (система регулювання гальмування двигуном), HBA (гідравлічна система допомоги при гальмуванні ), Hill Holder (система допомоги при рушанні на підйомі), LAC (адаптивна система оцінки маси автомобіля), TSM (система запобігання розгойдування причепа), HRB (гідросистема для підвищення гальмівного зусилля на задніх колесах), HFC (система компенсації зменшення ефективність тако ості гальм), RMI & ROM (система запобігання перекидання автомобіля). Опціонально встановлюється камера заднього виду і датчики паркування, подушки безпеки і багато іншого.

Таблиця 6.3 - Технічні вимоги для придбання Автомобіль Iveco Daily 70с15 та його аналогів.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Параметры | Iveco Daily 70с15 | ГАЗ НЕКСТ Борт-тент | MA3-4371V2 |
| 1 | Двигун | Дизель | Дизель | Дизель |
| 2 | Обєм двигуна, л | 2998 | 4430 | 3707 |
| 3 | Потужність двигуна, л.с. | 146 | 148,9 | 132 |
| 4 | Витрати палива, л/100км при комбінованому циклі | 10,5 | 15 | 17,5 |
| 5 | Тип коробки передач | Механическая | Механическая | Механическая |
| 6 | Число передач | 6 | 6 | 6 |
| 7 | Привід | задній | задній | задній |
| 8 | Кількість місць | 1\*2 | 1\*2 | 1\*2 |
| 9 | Тип кузова | бортовий | бортовий | бортовий |
| 10 | Витрати на тех. обслуговування, грн. з ПДВ | 2500 | 3000 | 5000 |
| 11 | Вартість, тис. грн.. без ПДВ | 1376,8 | 869 | 1512 |
| 12 | Вантажпід’ємність | 3500 | 3000 | 4350 |
| 13 | Гарантія | 2-роки | 2-роки | 2-роки |

Даний автомобіль Iveco Daily за своїми характеристиками має переваги серед своїх аналогів відповідно до таблиць порівняння.

Таблиця 6.4 – Розрахунок економічної ефективності закупівлі колісної техніки автопідйомників на базі автомобіля **Iveco Daily**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Марка колісної техніки, що підлягає заміні | Марка колісної техніки, що пропонується на заміну | Вартість нової одиниці колісної техніки, що пропонується на заміну, тис.грн (без ПДВ) | Очікуваний річний економічний ефект (тис.грн з ПДВ) від: | | | | |
| економії витрат на паливно-мастильні матеріали | зменшення витрат на технічне обслуговування і  ремонт | зменшення інших витрат | зменшення затрат на закупівлю автомобільних шин за рахунок збільшення іх норми пробігу | загальний очікуваний економічний ефект від заміни колісної техніки |
| 1 | ГАЗ-3307 | Iveco Daily 70с15 | 1376,78 | 70 | 80 | 40 | 60 | 250 |

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці 6.5.

Термін окупності складатиме:

**,** де

1376,78/(190+60) = **5,5 років.**

Таблиця 6.5 - Економічний ефект від впровадження заходів інвестиційної програми на 2019 рік АТ "Чернігівобленерго"

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Найменування заходу | Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ) | Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2019 рік\*, тис. грн (без ПДВ) | Окупність, роки | Складові економічного ефекту,тис. грн (без ПДВ) | |
| Зниження операційних витрат | |
| зниження витрат на матераіли та обладнання | зниження витрат ПММ |
| 1 | 2 | 3 | 5=7+8 | 6=(3-4)/5 | 8 | 9 |
| 1 | Mitsubishi L200 INTENSE 2.4 MT | 5 920,00 | 780,00 | 5,7 | 600,00 | 180,00 |
| 2 | Iveco Daily 70с15 | 1 376,78 | 250,00 | 5,5 | 190,00 | 60,00 |

Додаток 7.1

**7. Інше**

#### 7.1 Бензопила STHIL MS 461, або аналог

Бензопили використовуються для проведення робіт по розчищенню трас повітряних ліній 0,4-110 кВ. В 2018 року на балансі АТ «Чернігівобленерго» обліковувалось 352 бензопили, в наслідок їх інтенсивної експлуатації в 2018 році вийшли з ладу 231 бензопила, з яких 188 були відремонтовані, 43 бензопили були визначені як непридатні до подальшої експлуатації та списані.

Використання бензопил є економічно обґрунтованим, оскільки це зменшує витрати праці робітників під час проведення розчистки трас в 2,5 рази.

Відповідно до норм часу на ремонт і технічне обслуговування електричних мереж, витрати на обрізання гілок дерева ручним інструментом становлять 0,76 люд. год., а при використанні бензопил – 0,3 люд. год.., 0,76/0,3 = 2,53.

Працівниками Товариства бензопили використовуються щодня, при цьому час роботи бензопил складає по 5-6 год. на день. Внаслідок інтенсивного використання бензопил експлуатаційний ресурс бензоінструменту складає 2-3 роки, після чого техніку необхідно щорічно ремонтувати. Вартість одно ремонту становить близько 7-8 тис. грн. Іноді ремонт проводиться 2 рази на рік. Вартість двох ремонтів перевищує вартість однієї нової бензопили.

В середньому на 1 км необхідно проводити обрізання гілок на 10 деревах. При цьому трудовитрати на проведення розчистки ручним інструментом становлять 10\*0,76=7,6 люд. год,, а при використанні бензопил – 10\*0,3= 3 люд. год. Різниця складає 4,6 люд. год.

У 2019 році планується закупка 26 бензопил STHIL MS 461 на загальну суму **455,78** **тис.грн. без ПДВ**. Даними бензопилами у 2019 році можливо буде механізувати проведення розчистки трас загальною протяжністю 2600 км.

Вартість однієї люд.год. 24 грн.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу (економія по оплаті праці) за рік складе 1600\*4,6\*24=**176 640** грн.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці7.1.

Термін окупності складатиме:

**,** де

455,78/176,64 = **2,5 роки.**

#### 7.2 Кущоріз STHIL FS 490 C-EM, або аналог

В 2018 року на балансі АТ «Чернігівобленерго» обліковувалось 65 кущорізів, в наслідок їх інтенсивної експлуатації в 2018 році вийшли з ладу 13 кущорізів, з яких 11 були відремонтовані, 2 кощориза були визначені як непридатні до подальшої експлуатації та списані.

Кущорізи використовуються для проведення робіт по розчищенню трас повітряних ліній 0,4-110 кВ.

Використання кущорізів є економічно обґрунтованим, оскільки це зменшує витрати праці робітників під час проведення розчистки трас в 2 рази.

Відповідно до норм часу на ремонт і технічне обслуговування електричних мереж, витрати на розчищення трас ПЛ від заросту кущів та підліску ручним інструментом становлять 112 люд. год. на 1 га площі , а при використанні кущорізів – 56 люд. год.. на 1 га площі, 112/56 = 2.

В середньому на 1 км. чистки траси припадає 0,6 га заросту кущів та підліску. При цьому трудовитрати на проведення розчистки ручним інструментом становлять 0,6\*112=67,20 люд. год,, а при використанні кущорізів – 0,6\*56= 33,60 люд. год. Різниця складає 33,60 люд. год.

У 2019 році планується закупка 2 кущорізів STHIL FS 490 C-EM на загальну суму **42,04 тис.грн без ПДВ**. Даними кущорізами в 2019 році можливо буде механізувати проведення розчистки трас загальною протяжністю 270 км.

Вартість однієї люд.год. 24 грн.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу (економія по оплаті праці) за рік складе 15 \*33,60\*24=**12 096** грн.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці7.1.

Термін окупності складатиме:

**,** де

42,04/12,09 = **3,4 роки.**

#### 7.3 Прилад для пошуку пошкоджень кабельних ліній vLoc Pro2 SD System, Signal Direction, 10 Watt, set (VIV VLP2-SYS-10-SD) в комплекті з індукційними кліщами Transmitterclamp vLoc Pro Tx 125 mm with cable 820026967 (SZ-125), або аналог

В 2019 році планується придбати прилад на суму **360,09** **тис. грн. без ПДВ** для визначення трас кабельних ліній (трасошукач) vLocPro2-SD-10 Вт дозволяє швидко та точно вирішувати щоденні завдання з локалізації підземних комунікацій, тобто визначати траси кабельних ліній та місця пошкодження.

Великий кольоровий дисплей, що легко зчитується навіть при сильному сонячному світлі, повідомляє користувачу всю важливу інформацію.

Користування трасошукачем для недосвідченого користувача не створює проблеми завдяки інтуїтивному меню і не потребує багато часу на освоєння системи.

Широкий діапазон частот пропонує користувачу можливість вибрати оптимальну частоту у кожному конкретному випадку для отримання найкращих результатів. Встановлені виробником частоти можуть в будь-який час змінені та добавлені додаткові частоти. Додаткові пакети частот користувач отримує безкоштовно. Ці частоти користувач може самостійно через USB-роз’єм інсталювати або провести коректування.

Приладдя, наприклад, А-рамка для пошуку пошкодження оболонки кабелю, також під’єднується через USB-роз’єм.

Генератори вже оснащені всіма частотами, що найчастіше використовуються.

Під’єднуване приладдя трасошукача (передавальні кліщі, комплект підключення та ін.) розрізняються та вибираються автоматично.

При обслуговуванні кабельних ліній в умовах міста часто виникає потреба в трасуванні кабельних ліній та нанесенні їх на схеми та плани з прив’язками до об’єктів, розміщених по трасі їх проходження. Не завжди умови та режими роботи об’єктів дозволяють в необхідний час провести відімкнення та підготовку лінії до трасування. Використовуючи трасошукач vLocPro2-SD-10Вт з передаючими кліщами можливо виконати цю роботу без виведення кабелю із експлуатації – під напругою, що обумовлює значну економію коштів.

**Економічний ефект:**

З точки зору доцільності придбання даного обладнання також треба мати на увазі можливе використання трасошукача і при визначенні місць пошкоджень кабельних ліній та визначення трас закладення прокольних заземлювачів заземлюючих пристроїв що розширює можливості використання обладнання.

Вартість послуги з підготовки одної кабельної лінії до трасування, в залежності від відстані до об’єкту, складає від 700 до 1000 грн. В середньому упродовж року проводиться 100 трасувань. Загальна вартість робіт підготовки КЛ для трасувань за рік становить: 100 х 850 грн.= **85 000 грн.**

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці7.1.

Термін окупності складатиме:

**,** де

360,09/85 = **4,2 роки.**

#### 7.4 Установка пересувна сепараторна маслоочищувальна ПСМ2-4

Установка призначена для очистки трансформаторного масла від води та механічних домішок.

До основних переваг даної установки відносяться:

1. Мобільність.Доставка агрегату можлива безпосередньо на об’єкт, що не потребує виведення обладнання підстанцій з роботи на час ремонту та транспортування ємностей з маслом до місця знаходження стаціонарної установки очищення. Використання цієї установки є економічно обґрунтованим, оскільки витрати на доставку агрегату безпосередньо до обладнання значно менші, ніж витрати на транспортування ємностей з маслом до місця стаціонарної установки.

Вартість палива на доставку ємностей з маслом вантажним автомобілем ЗІЛ 4626, який працює на бензині А-92:

Л = L х N х Вп, де

Л – вартість використаного палива.

L – середня відстань, що проїжджає вантажний автомобіль з ємностями з маслом від бази до місця фільтрації та назад. *L = 228 км*(Бахмач-Прилуки),

N **–** норма витрат палива на 1 км. для даного автомобіля *N = 0,37 л*

Вп – вартість 1 л палива. *Вп = 28 грн*

Л = 228 х 0,37 х 28 = **2362,08 грн.**

В той час, як вартість палива на доставку самого агрегату до об’єкту і назад можлива меншим автомобілем, наприклад ГАЗЕЛЬ 33023, який працює на газу:

Л = 228 х 0,166 х 13 = **492,02 грн.**

1. Вищі показники продуктивності. Сучасна установка ПСМ2-4 має вищі показники продуктивності (м3/год) в порівнянні зі старою. Зокрема, номінальна продуктивність при очистці масла від механічних домішок становить 4 м3/год, а при очистці масла від води – 2,8м3/год.

В інвестпрограмі 2019 року планується закупівля установки пересувної сепараторної маслоочищувальної ПСМ2-4 в кількості 1 шт. на суму **202,92 тис. грн. без ПДВ.**

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці 7.1.

Термін окупності складатиме:

**,** де

202,92/299,21= **0,7 роки.**

#### 7.5 Вольтамперфазометр Парма ВАФ-А

Вольтамперфазометр Парма ВАФ-А – повністю автоматизований універсальний прилад, який є необхідним інструментом роботи служби релейного захисту та автоматики.

Може застосовуватись при комплексних випробуваннях захистів генераторів, трансформаторів, ліній, в ланцюгах трансформаторів струму та напруги, накладці фазочутливих схем релейного захисту.

Прилад забезпечує вимірювання:

– напруги постійного струму;

– діючого значення напруги і сили змінного струму синусоїдальної форми;

– кута зсуву фаз між напругою та струмом;

– кута зсуву фаз між напругою та напругою;

– кута зсуву фаз між струмом та струмом.

Також слугує для визначення послідовності чергування фаз в трифазних системах з номінальною міжфазною напругою у діапазоні від 100 до 380 В.

В інвестпрограмі 2019 року планується закупівля вольтамперфазометр Парма ВАФ-А в кількості 1 шт. на суму **23,50 тис. грн. без ПДВ.**

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці7.1.

Термін окупності складатиме:

**,** де

23,5/8,22 = **2,8 роки.**

#### 7.6 Реєстратор якості електричної енергії РЕ-01

Реєстратор РЕ 01 призначений для вимірювання показників якості електричної енергії в мережах однофазного змінного струму з номінальною напругою 220 В та частотою 50 Гц у відповідності до вимог ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» та ДСТУ EN 50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності».

Реєстратор якості електричної енергії може застосовуватись:

* для періодичного контролю показників якості електроенергії в однофазній мережі;
* при розгляді претензій та звернень споживачів до якості електричної енергії;

Придбання приладу необхідне для комплектування підрозділів АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО», в задачі яких входить вимірювання ПКЯЕЕ.

«Кодекс систем розподілу» (постанова НКРЕКП №310 від 14.03.2018) вимагає проведення вимірювання та моніторингу показників якості електричної енергії у відповідності до вимог ДСТУ EN 50160:2014.

АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» не має приладів, що вимірюють показники якості електроенергії згідно ДСТУ EN 50160:2014.

Відповідно до вимог розділу 6 «Кодексу системи розподілу» реєстратор якості має наступні технічні характеристики:

1) відповідність вимогам Кодексу за класом точності засобів вимірювальної техніки;

2) можливість безпосереднього вимірювання відповідного параметру;

3) необхідну дискретність у часі вимірів, достовірність даних та їх збереження;

4) цілісність та незмінність даних при їх передачі.

**Технічні характеристики**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Максимальна вимірювальна вхідна напруга, В | | | | 286 | | |
| Предели допустимої абсолютної похибки при вимірюванні напруги мережі, не більше, В | | | | ±1,1 | | |
| Частота мережі, Гц | | | | 45 - 55 | | |
| Предели допустимої абсолютної похибки при вимірюванні частоти мережі, не більше, Гц | | | | ±0,02 | | |
| Час запису інформації о параметрах електроенергії в мережі на карту пам’яті SD 2 Гб, не більше, год (діб) | | | | 168 (7) | | |
| Вимірювальний показник якості електроенергії | | Параметр | Діапазон вимірювань | Точність вимірювань | | | Інтервал усереднення, с | |
| Абсолютна | | Відносна, % |
| Стале відхилення напруги, % | | δUy | від –30 до +30 | ±0,5 | | - | 60 | |
| Відхилення частоти, Гц | | Δ*f* | від –5 до +5 | ±0,02 | | - | 20 | |
| Коефіціент n-ої гармонічної складової напруги, %    (n – має значення від 2 до 10) | | KU(n) | від 0,05 до 30 | ±0,05 при  KU(n) < 1 % | | ±5 при  KU(n) ≥ 1 % | 3 | |
| Коефіцієнт спотворення синусоидальности напруги, % | | KU | від 0,1 до 30 | ±0,1 при  KU < 1 % | | ±10 при  KU ≥ 1 % | 3 | |
| Коефіцієнт тимчасової перенапруги, відн. од. | | KперU | від 1,1 до 1,3 | ±0,022 | | - | - | |
| Глубина провала напруги, % | | δU*п* | від 10 до 30 | ±1 | | - | - | |
| Тривалість провала напруги, с | | Δ*tп* | від 0,01 до 60 | ±0,01 | | - | - | |
| Тривалість перенапруги, с | | Δ*tпер* | від 0,01 до 60 | ±0,01 | | - | - | |

Відповідно до Закону України «Про електроенергетику», «Правила користування електричною енергією для населення» (п. 45), «Кодекс систем розподілу» (п. 13.2.13, п. 13.3) в разі постачання ел. енергії, параметри якої не відповідають вимогам встановлених стандартів, постачальник повинен надати споживачеві компенсацію за та відшкодовувати нанесені збитки, нанесені такою енергією, також на постачальника можуть бути накладені штрафні санкції. АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО», щороку, може втрачати до 25% вартості такої електроенергії.

В інвестпрограмі 2019 року планується закупівля Реєстратора якості електричної енергії РЕ-01 в кількості **2 шт.** **на 21,60 тис. грн. без ПДВ.**

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці 7.1.

Термін окупності складатиме:

**,** де

21,6/73= **0,3 роки.**

#### 7.7 Аналізатор якості електроенергії Metrel MI 2892

Аналізатор параметрів якості електроенергії Metrel MI 2892 (далі - прилад) призначений для автоматичних вимірювань показників якості електричної енергії (далі - ПКЯЕЕ) відповідно з вимогами ГОСТ 13109-97 та методиці вимірювання якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-55:2011, в стаціонарних умовах в складі інформаційно-вимірювальної системи MicroSCADA АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» та системі АСКОЕЕ. У 2019 році планується його придбати за **93,70** **тис.грн. без ПДВ.**

Використання цього приладу дає можливість постійного дистанційного контролю параметрів якості ел. енергії на приєднаннях, що живлять споживачів з технологічними процесами які найбільш критично залежать від якості ел. енергії.

Відповідно до вимог розділу 6 «Кодексу системи розподілу» реєстратор якості має наступні технічні характеристики:

1) відповідність вимогам Кодексу за класом точності засобів вимірювальної техніки;

2) можливість безпосереднього вимірювання відповідного параметру;

3) необхідну дискретність у часі вимірів, достовірність даних та їх збереження;

4) передачу даних на визначені системою моніторингу рівні від приладів виміру;

5) цілісність та незмінність даних при їх передачі.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Технічні характеристики** | | | |
| **Функція** | **Діапазон вимірювань** | **Точність** | **Похибка вимірювань** |
| **Напруга** | 50…1000 В (UL-N) 50…1730 В (UL-L) | 10 мВ 100 мВ | ±(0,1%) |
| **Струм** | 3…6000 А А1227) | 0,1 мВ | ±(0,25%) |
| **Частота** | 40…70 Гц | 2 мГц | ±10 мГц |
| **Потужність, коефіціент потужності** | По МЭК 61557-12 клас 1 | | |
| **Енергія** | По МЭК 62053-21 клас 1 | | |
| **Гармоніки напруги (до 50)** | 0…20% ном. напруги | |  |
| **Інтергармоніки напруги** | 0…20% ном. напруги | |  |
| **Коэффициенты несимметрії по нулевій и обратній  послідовностям** | 0,0…17,0% | 0,1% | ±1% |
| **Величина провала и перенапруги** | 10…150%Uном | 10 мВт | ±0,2%Uном |
| **Величина остаточної напруги при перериванні** | 0…10% Uном | 10 мВт | ±0,2%Uном |
| **Передача даних** | USB, RS232, Ithernet | | |

Область застосування: вимірювання, реєстрація, аналіз, ідентифікація подій, формування протоколу звіту та збір статистики щодо якості електроенергії в мережах 0,4-110 кВ.

У відповідно до Закону України «Про електроенергетику» та «Правила користування електричною енергією» (п. 6.44.), в разі постачання ел. енергії параметри якої не відповідають вимогам ГОСТ 13109-97, АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» може втрачати щороку до 25% вартості такої електроенергії у вигляді штрафів та компенсацій споживачеві вартості такої електроенергії, що може становити до **336 710** тис. грн. на рік, при річному корисному відпуску по юридичних особах 859,4 млн. кВт\*г. Враховуючи це - придбання вище зазначеного приладу є економічно обґрунтованим. Термін окупності складає 0,2 міс.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці7.1.

Термін окупності складатиме:

**,** де

93,7/620,5= **0,2 роки.**

#### 7.8 Кондиціонер для серверної Mitsubishi Electric Standard inverted, або аналог

На даний час склалася досить напружена ситуація з дотриманням температурного режиму у серверній кімнаті Товариства. Для охолодження повітря серверної кімнати в 2014 році становлено два кондиціонери Mitsubishi Electric MSZ-GF71VE/MUZ-GF71VE. На той час їхньої потужності було достатньо для забезпечення необхідного температурного режиму. На протязі 2014-2018 років в серверну кімнату встановлювалось додаткове серверне та мережне обладнання. В 2018 році було введено в експлуатацію потужний блейд-сервер, планується перенос серверів кол-центру.

На сьогодні встановлені в серверній кімнаті два кондиціонери потужністю 4,7 кВт кожен, які не забезпечують дотримання температурного режиму. В літній період обидва, працюючі на повну потужність, кондиціонери охолоджують повітря серверної лише до 28 градусів, при рекомендованому діапазоні температур 18-27 градусів. При відключенні одного з кондиціонерів температура повітря протягом 2 годин піднімалася до 50 градусів і призводила до відключення серверного обладнання.

Для забезпечення стабільної роботи серверного і мережевого обладнання, а також сервісів компанії, а саме веб-сайт, персональний кабінет, документообіг, ГІС, електронна пошта та інші, необхідно придбати два більш потужних кондиціонерів Mitsubishi Electric MSZ-GF71VE/MUZ-GF71VE (потужністю охолодження 7,1 кВт). Крім цього кондиціонери повінні підтримувати режим автоматичного перезапускуа (у випадку короткочасного відсутності електроживлення повинні автоматично включатися та продовжувати працювати), повинні забезпечувати роботу при температурі на вулиці від -10 градусів цельсія

Кондиціонер для серверної повинен відповідати наступним технічним вимогам.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Тип | | сплит-ситема с настенным внутренним блоком |
| [Мощность, выдаваемая системой в режиме охлаждения (макс./ном./мин.), кВт](https://mitsubishi.kh.ua/slovar-texnicheskix-terminov#030) | | 8,7/7,1/2 |
| [Мощность, потребляемая кондиционером, кВт](https://mitsubishi.kh.ua/slovar-texnicheskix-terminov#034) | охлаждение | 2,13 |
| обогрев | 2,23 |
| [Мощность, потребляемая внутренним блоком, кВт](https://mitsubishi.kh.ua/slovar-texnicheskix-terminov#034) | | 0,058 |
| [Сезонная энергоэффективность](https://mitsubishi.kh.ua/slovar-texnicheskix-terminov#054) | охлаждение (SEER) / класс | 6,8 / А++ |
| нагрев (SСOP) / класс | 4,2 / А+ |
| Максимальный рабочий ток, А | | 16,6 |
| [Уровень звукового давления (макс./ном./мин./тих.), дБА](https://mitsubishi.kh.ua/slovar-texnicheskix-terminov#037) | холод (внутрен.) | 49/45/41/37/30 |
| тепло (внутрен.) | 49/45/41/37/30 |
| [Трубопровод](https://mitsubishi.kh.ua/slovar-texnicheskix-terminov#016) | длина, м | 30 |
| перепад высот, м | 15 |
| [Тип хладагента](https://mitsubishi.kh.ua/slovar-texnicheskix-terminov#02) | | R 410А |
| [Фаза](https://mitsubishi.kh.ua/slovar-texnicheskix-terminov#042) | | однофазный |
| [Диапазон наружных температур,ºС](https://mitsubishi.kh.ua/slovar-texnicheskix-terminov#046) | охлаждение | -10 – +46 (по сухому термометру) |
| нагрев | -15 – +24 (по влажному термометру) |
| [Обслуживаемая площадь, кв.м](https://mitsubishi.kh.ua/slovar-texnicheskix-terminov#038) | | до 71 |
| Электропитание (VM) | | 1~, 220-240 В, 50Гц |
| [Гарантия, мес.](https://mitsubishi.kh.ua/garantiya) | | 120 |

У 2019 році за рахунок інвестиційної програми планується придбати кондиціонери Mitsubishi Electric MSZ-GF71VE/MUZ-GF71VE, або аналог по 70 тис. грн. без ПДВ в кількості   
**2 шт**. на суму за **140** **тис.грн. без ПДВ.**

#### 7.9 Кондиціонер Mitsubishi Electric Standard, або аналог

Для забезпечення належних умов праці, підтримки заданої температури повітря в приміщенні, очищення повітря від пилу, його вентиляцію, зменшення вологості повітря, зміни швидкості і розподілу повітряних потоків в приміщенні, а також для виконання вимог санітарних правил та норм АТ «Чернігівобленерго» пропонує встановити в кабінетах центральної диспетчерської (2 шт.), Північних ВЕМ (2 шт.) та диспетчерських Ніжинського, Ріпкинського та Бахмачського РЕМах. Площа приміщення з розрахунку на 1 кондиціонер становить 25 м2 .

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Тип | Mitsubishi Electric Standard | LG P18EP.NSJ/P418EP.UA3 | ELECTROLUX  EACS/I-09HVI/N3 |
| Потужність охлаждения (Вт) | 2500 | 5450 | 1750 |
| Функції | IFEEL,антиоксидантний фільтр, Режим "Econo Cool" | Фільтри очистки повітря, антибактерія іонизатор | Режим Нічний, самодиагностика, захист від перепаду напруги. |
| Клас енергоефективності (охолождення) | A | А | А |
| Клас енергоефективності (обігріву) | A | А | А |
| Рівень шума внутрішнього блока ( min) | 25 | 31 | 23 |
| Хладагент | R410A | R410 | R410A |
| Вартість, грн. без ПДВ | **18 510** | 30 000 | 22 000 |

В інвестпрограмі 2019 року планується закупівля кондиціонерів Mitsubishi Electric Standard (MS-25), або аналог по 18,51 тис. грн. без ПДВ в кількості **7 шт**. на суму **129,57 тис. грн. без ПДВ.**

Таблиця 7.1 – Економічний ефект від впровадження заходів інвестиційної програми на 2019 рік АТ "Чернігівобленерго"

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Найменування заходу | Вартість заходу усього,тис. грн (без ПДВ) | Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за **2019** рік\*, тис. грн (без ПДВ) | Окупність, роки | Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ) | |
| Зниження операційних витрат | |
| зниження витрат ПММ | зниження витрат на оплату праці |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1 | Бензопила STHIL MS 260, або аналог | 455,78 | 176,64 | 3,5 | - | 176,64 |
| 2 | Кущоріз STHIL FS 490 C-EM, або аналог | 42,04 | 12,096 | 5,1 | - | 12,096 |
| 3 | Прилад для пошуку пошкоджень кабельних ліній vLoc Pro2 SD System | 360,09 | 85,00 | 4,4 | - | 85,00 |
| 4 | Установка передвижная сепараторная маслоочистительная ПСМ2-4 | 202,92 | 299,21 | 0,8 | 299,21 | - |
| 5 | Вольтамперфазометр Парма ВАФ-А | 23,50 | 8,22 | 3,4 | - | 8,22 |
| 6 | Реєстратор якості електричної енергії РЕ-01 | 21,60 | 73,0 | 0,4 | - | 73,0 |
| 7 | Аналізатор якості електроенергії Metrel MI 2892 | 93,70 | 620,5 | 0,2 | - | 620,5 |
| Усього | | 1 329,62 | 1 305,14 | - | 299,21 | 1 005,93 |

Загальний розподіл коштів по розділах буде наступним:

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| з/п | Цільові програми | | 2019 | |
| тис.грн  (без ПДВ) | % |
| 1 | Будівництво, модернізація та реконструкція електричних мереж та обладнання | | 114932,71 | 75,01% |
| 2 | Заходи зі зниження нетехнічних витрат електричної енергії | | 23 543,50 | 15,37% |
| 3 | Впровадження та розвиток автоматизованих систем диспетчерсько-технологічного керування (АСДТК) | | 620,00 | 0,40% |
| 4 | Впровадження та розвиток інформаційних технологій | | 4 951,00 | 3,23% |
| 5 | Впровадження та розвиток систем зв'язку | | 410,00 | 0,27% |
| 6 | Модернізація та закупівля колісної техніки | | 7 296,78 | 4,76% |
| 7 | Інше | | 1 469,19 | 0,96% |
| Усього | | | 153223,18 | 100,00% |
|  | |  |  |  | |  |  |  |  |  |  |