**ТОМ 3**

**План розвитку системи розподілу АТ «Укрзалізниця» на 2020-2024 роки**

**Регіональна філія «Одеська залізниця»**

ЗМІСТ

1. Вступ……………………………………………………………………..4

2. Характеристика Регіональна філія «Одеська залізниця»………...7

3. Технічний стан електричних мереж…………………………………9

3.1. Технічний стан підстанцій 35 та 110-154 кВ

3.2. Технічний стан ліній електропередавання 35 та 110-154 кВ

4. Фактичні та прогнозні обсяги попиту на електричну енергію та потужність у системі розподілу, обсяги розподілу (у т.ч. транзиту) електричної енергії мережами ОСР……………………………………………………………….19

5. Фактичні та обґрунтовані прогнозні обсяги відпуску електричної енергії виробників електричної енергії, приєднаних до системи розподілу (визначені, де необхідно, у координації з ОСП)………………………………….21

6. Інформація щодо існуючих електроустановок виробництва електричної енергії, які приєднані до системи розподілу………………………22

7. Інформація щодо нових електроустановок виробництва електричної енергії, які мають бути приєднані до системи розподілу (на основі заяв про приєднання та іншої інформації, наявної в ОСР)…………………….23

8. Дані щодо прогнозної потужності приєднання нових електроустановок (на основі заяв про приєднання та доступної потужності в точках забезпечення потужності)…………………………………………………..26

9. Заплановані та прогнозні рівні потужності в кожній точці приєднання системи розподілу до системи передачі та до систем розподілу інших ОСР та/або збільшення потужності для існуючих точок приєднання...29

10. Дані щодо потужності в енерговузлах системи розподілу, ураховуючи формування переліку елементів мережі, що спричиняють обмеження та/або неналежну якість електропостачання споживачів, які потребують виконання заходів щодо підсилення з метою забезпечення інтеграції нового навантаження та виробництва до системи розподілу………31

10.1. Необхідність реконструкції та модернізації підстанцій 35 та 110-154 кВ

10.2. Необхідність реконструкції та модернізації ПЛ 35 та 110-154 кВ……32

11. Заходи з будівництва об’єктів системи розподілу, включаючи засоби РЗА, ПА і зв’язку, потреба в яких визначена ОСП відповідно до вимог підтримання належного рівня операційної безпеки……………………………..35

12. Заходи з будівництва об’єктів системи розподілу, включаючи засоби РЗА, ПА і зв’язку, потреба в яких визначена ОСР відповідно до вимог підтримання належного рівня операційної безпеки……………………………..36

12.1. Аналіз технічного стану РЗА на ПС 110-154 та 35 кВ…………………36

12.2. Необхідність реконструкції та модернізації РЗА………………………36

12.3. Оцінка відповідності параметрів комутаційного обладнання струмам к.з...……………………………………………………………………………………..38

13. Дані щодо завантаження електричних мереж напругою 20 кВ та вище в характерні періоди їх роботи для нормальних та ремонтних режимів.39

13.1. Аналіз існуючих навантажень…………………………………………..39

13.2. Розрахунок перспективних навантажень………………………………42

13.3. Аналіз завантаження трансформаторів на ПС 35 та 110-154 кВ……..43

13.4. Аналіз режимів роботи електричних мереж в максимумі літніх та зимових навантажень 2018 року……………………………………………………..43

14. Інформація (фактичні та заплановані рівні показників) щодо якості електропостачання (комерційна якість послуг, надійність (безперервність) та якість електроенергії) та заходів, направлених на її підвищення…………...………………………………………………………………45

15. Інформащія щодо розміщення пристроїв фіксації/аналізу показників якості електроенергії та планів щодо їх встановлення…………..51

16. Інформація щодо запланованого виведення обладнання системи розподілу з експлуатації та оцінка впливу такого виведення…………………54

17. Плани в частині заходів з компенсації реактивної потужності….55

18. Плани в частині улаштування "інтелектуального" обліку електричної енергії…………………………………………………………………..56

19. Заходи з розвитку телемеханізації……………………………………60

20. Фактичні та прогнозні витрати електроенергії в системі розподілу та заходи, направлені на їх зниження……………………………………………..63

21. Аналіз переведення мереж 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ………68

22. Заходи з впровадження мереж "Smart Grids"………………………69

23. Узагальнений перелік та стан мереж 0,4-10 кВ…………………….71

24. Інформація щодо об'єктів незавершеного будівництва, реконструкції та технічного переоснащення……………………………………..74

25. Інформація щодо раніше виконаних ТЕО та плани з реалізації заходів по таким ТЕО……………………………………………………………….76

26. Заходи з розвитку системи розподілу, що виконуються в рамках виконання Плану розвитку системи передачі на наступні 10 років та/або інших стратегічних документів України…………………………………………………77

27. Плани щодо реконструкції електричних мереж у точках забезпечення потужності або створення нових точок забезпечення потужності із зазначенням резервів потужності, які створюються при реалізації цих планів для можливості приєднання нових замовників…………………………78

28. Пооб'єктний перелік проектів з нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення елементів системи розподілу рівня напруги 20 кВ і вище з зазначенням відповідного обсягу інвестицій і сроків виконання впродовж наступних 5 календарних років……………………………………….79

29. Аналіз витрат та вигод (з урахуванням техніко-економічних показників) проектів з розвитку системи розподілу……………………………107

30. Висновки……………………………………………………………….111

# Вступ

Регіональна філія «Одеська залізниця» АТ «Укрзалізниця» забезпечує передачу та постачання електричної енергії по шести областям України. Товариство обслуговує понад 20000 споживачів в межах цих областей.

Головні напрямки технічного розвитку АТ «Укрзалізниця» на період 2020-2024 роки відображені в «Плані розвитку електричних мереж напругою 35 – 154 кВ та визначення обсягів реконструкції електричних мереж напругою 0,4 – 10 кВ на 2020 - 2024 роки АТ «Укрзалізниця» (далі – «План розвитку»).

План формувався згідно вимог СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-103:2014на підставі аналізу виконання заходів по модернізації пристроїв електропостачання за 2020-2024 роки з урахуванням, зокрема:

* Енергетичної стратегії України до 2035 року;
* Плану розвитку системи передачі на 2020-2029 роки;
* обґрунтованої необхідності реконструкції та технічного переоснащення електричних мереж ОСР, звернень замовників щодо будівництва;
* обґрунтованих прогнозів обсягів попиту на електричну енергію та потужність;
* схем видачі потужності генеруючих одиниць, що виконуються у складі проектів нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення існуючих об’єктів електроенергетики, приєднаних до системи розподілу;
* системи зовнішнього електропостачання споживачів потужністю 5 МВА та більше та/або таких, для яких існують особливі вимоги щодо надійності електропостачання;
* приєднаної до системи розподілу потужності (та перспективи її зміни) виробників електричної енергії, у тому числі які виробляють електроенергію з альтернативних джерел енергії;
* пропускної спроможності мереж системи розподілу;
* впливу запропонованих заходів на роботу системи передачі згідно з Кодексом системи передачі, затвердженим постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 309;
* необхідністю забезпечення гнучкості системи розподілу, простоти та економічної ефективності проектних рішень, ефективного поєднання нових елементів мережі з діючою системою розподілу;
* планів і схем планування територій на державному, регіональному та місцевому рівнях;генеральних планів населених пунктів та детальних планів територій;
* екологічних стандартів і нормативів;
* необхідності забезпечення контролю реактивної потужності на підстанціях 20-110 (150) кВ системи розподілу;
* впливу управління попитом, зменшення пікових навантажень і заходів зі скорочення витрат електроенергії в електричних мережах системи розподілу;
* суспільно значущих громадських заходів, визначених Кабінетом Міністрів України;
* планового виведення з експлуатації об’єктів електроенергетики, що впливають на роботу системи розподілу.

Основною метою «Плану розвитку» стало визначення шляхів і напрямків розвитку Товариства, прийняття технічних рішень, які забезпечать на встановлену перспективу попит споживачів на якісне та надійне енергопостачання, а саме:

* удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання для населених пунктів, окремих об’єктів, електричних мереж, що включені в План розвитку;
* суттєвого покращення стану електричних мереж;
* зниження технічних та понаднормативних втрат електроенергії на передачу її по мережам Товариства;
* удосконалення системи керування енергосистемою;
* розвитку системи та засобів зв’язку Товариства;
* впровадження прогресивних технічних засобів, систем та технологій енергозабезпечення.
* підвищення рівня якості електропостачання, удосконалення системи їх моніторингу;
* інтеграцію в електричні мережі генерації виробників з використання альтернативних джерел енергії;
* впровадження "інтелектуальних" лічильників та автоматизованих систем обліку електричної енергії;

«План розвитку» передбачає виконання наступних організаційно-технічних заходів:

* заходи, які забезпечують надійну та економічну роботу Товариства (експлуатація та розвиток електричних мереж та електрообладнання);
* суттєве покращення стану електричних мереж;
* заходи, які забезпечують підвищення рівня керування та оптимізації структури Товариства;
* заходи, які дозволяють підвищити прибуток Товариства (збільшення корисної відпустки електроенергії, зниження технічних та понаднормативних втрат та ін.)

Всі проекти «Плану розвитку» мають комплексний характер та пов’язані з іншими заходами, які впроваджує Товариство.

Проекти, що прийняті до реалізації узгоджені з основними напрямками розвитку єдиної енергосистеми та її станом.

Проведення технічних заходів по впровадженню нової техніки супроводжується підвищенням кваліфікації або перепідготовкою персоналу усіх рівнів.

Основними напрямками даного «Плану розвитку» залишаються будівництво, реконструкція та модернізація електричних мереж 0,4 - 154 кВ в межах здійснення діяльності Товариства.

План передбачає комплекс заходів, спрямованих на поліпшення технічного стану електричних мереж з урахуванням підготовки їх роботи в несприятливих погодних умовах, осінньо-зимовий період на найближчі роки, що поліпшить надійність та дозволить забезпечити безперервне електропостачання споживачів Товариства. До таких заходів відносяться модернізація та реконструкція кабельних та повітряних ліній, а також електрообладнання 6 - 154 кВ. Ряд заходів передбачає модернізацію і реконструкцію мереж з впровадженням перспективного устаткування, автоматизованих систем керування, систем релейного захисту та протиаварійної автоматики.

Також на період 2020 - 2024 рр. запланована реконструкція електричних мереж 0,4 кВ з використанням ізольованого самоутримуючого проводу, що є ефективним заходом для підвищення надійності електропостачання та зниження ТВЕ. Одним із важливих напрямків у ситуації, яка склалася, є боротьба з крадіжками електричної енергії за рахунок удосконалювання схем вводів у житлові будинки, із застосуванням ізольованого проводу, тому що багаторічний досвід експлуатації показав, що традиційні повітряні лінії 0,4 кВ із неізольованими проводами мають ряд недоліків: підвищена небезпека для населення; схильність ліній руйнуванню від впливу льодоутворення; високі експлуатаційні витрати на їх обслуговування та ін.

При розгляді «Плану розвитку» необхідно враховувати ряд факторів, які можуть вплинути на її реалізацію, а саме: зміни у державному законодавстві, зміни на ринку електроенергії, нестабільність політичної та економічної ситуації у країні та ін. Тому «Плану розвитку», який розроблено на період 2020 - 2024 рр., підлягає щорічному доопрацюванню та доповненню, з урахуванням реальних результатів виконаних заходів, запланованих на поточний рік. Заходи, щодо реконструкції електричних мереж корелюються з роботами:

# Характеристика Регіональна філія «Одеська залізниця»

Територія, на якій компанія здійснює свою діяльність, становить близько 90,1 тис. км2 (14,8% території України). Регіональна філія «Одеська залізниця» забезпечує електропостачання понад 20 тис. споживачів.

***До складу служби електропостачання Регіональної філії «Одеська залізниця» входять 7 виробничих підрозділів:***

* Одеська дистанція електропостачання;
* Шевченківська дистанція електропостачання;
* Знамянська дистанція електропостачання;
* Херсонська дистанція електропостачання;
* Долинська дистанція електропостачання;
* Подільська дистанція електропостачання;
* Помічнянська дистанція електропостачання;

***Основними цілями діяльності Товариства є:***

* надійне постачання електричної енергії споживачам на умовах укладання договорів за тарифами, які регулюються згідно чинного законодавства в умовах функціонування єдиної енергосистеми України;
* здійснення єдиної інвестиційної політики та залучення капіталу;
* проведення єдиної науково-технічної політики і впровадження нових прогресивних видів техніки і технологій;
* отримання прибутку для розвитку Компанії та задоволення економічних інтересів і соціальних потреб працівників;

***Предмет діяльності Товариства:***

* розподіл електричної енергії;
* експлуатація ліній електропередач та підстанцій;
* комплексне виконання робіт монтажу, ремонту і технічного обслуговування енергетичного устаткування і споруд;
* проектування, будівництво, реконструкція, технічне переоснащення і капітальний ремонт електричних мереж, споруд, машин і механізмів;
* інше згідно із Статутом Товариства.

***Структура ціни на товари, які реалізуються:***

Відповідно до чинної законодавчої бази України роздрібні тарифи на електроенергію формуються енергопостачальною компанією згідно з постановою НКРЕКП №1175 від 05.10.2018р.. На рівень роздрібних тарифів визначальною мірою впливає зміна оптової ринкової ціни електроенергії. Оптова ринкова ціна на електроенергію, скоригована на нормативні втрати в електромережах, у структурі роздрібного тарифу становить більше ніж 70%, і, відповідно, зміна цієї складової найбільш обумовлює зміну роздрібних тарифів.

Роздрібні тарифи на електроенергію диференціюються за класами напруги на межі балансової належності мереж (1 клас напруги – 154-35 кВ та 2 клас – 10-0,4 кВ).

***Основні ринки збуту та ключові споживачі:***

Товариство є здійснює ліцензовану діяльність з розподілу електричної енергії на території шести областей України та є конкурентом для таких обленерго: Одесаобленерго, Вінницяообленерго, Черкасиобленерго, Кіровоградобленерго, Миколаївобленерго, Херсонобленерго.

На стан Компанії, особливо на фінансове становище, впливає платоспроможність промислових і побутових споживачів електроенергії, вік обладнання і погодні умови.

Товариство зацікавлене в поліпшенні якості електроенергії, що поставляється споживачам, та в підвищенні надійності електропостачання. Політика компанії спрямована на запобігання безоплатному відпуску електроенергії споживачам, впровадження заходів щодо здійснення стовідсоткових та в повному обсязі розрахунків з ДП "Енергоринок" за куповану на оптовому ринку електроенергію.

Табл. 1. Загальні характеристики Регіональна філія «Одеська залізниця»

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Параметр** | **Одиниця виміру** | **2019 рік** |
| **Площа території, на якій здійснюється діяльність** | **тис. км2** | **90,1** |
| **Загальна довжина електричних мереж** | **км** | **27276,996** |
| ***ПЛ 110 (154) кВ*** | ***км*** | ***81,1*** |
| ***ПЛ 35(27,5) кВ*** | ***км*** | ***1579,11*** |
| ***ПЛ 10 кВ*** | ***км*** | ***2262,97*** |
| ***КЛ 10 кВ*** | ***км*** | ***160,59*** |
| ***ПЛ 6 кВ*** | ***км*** | ***8,48*** |
| ***КЛ 6 кВ*** | ***км*** | ***69,66*** |
| ***ПЛ 0,4 кВ*** | ***км*** | ***1125,9*** |
| ***КЛ 0,4 кВ*** | ***км*** | ***762,02*** |
| **Сумарна потужність власних трансформаторів** | **МВА** | **2232,65** |
| ***110(154) кВ*** | ***МВА*** | ***2035*** |
| ***35 (27,5)кВ*** | ***МВА*** | ***197,65*** |
| **Загальна кількість підстанцій** | **од.** | **1230** |
| ***110(154) кВ*** | ***од.*** | ***29*** |
| ***35(27,5) кВ*** | ***од.*** | ***1201*** |

# Технічний стан електричних мереж

Узагальнений технічний стан об'єктів електричних мереж за 2015-2019 роки наведено в **Табл.2.**

Прогноз технічного стану об'єктів електричних мереж на 2020-2024 роки наведено в **Табл. 3** (у випадку погіршення технічного стану) та в **Табл. 4** (у випадку покращення технічного стану).

Табл. 2. Узагальнений технічний стан об'єктів електричних мереж за 2015-2019 рр

| **№ з/п** | **Назва обладнання та якісна оцінка\*** | **Од. виміру** | **2015** | **2016** | **2017** | **2018** | **2019** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 2 | **ПЛ-110 (150) кВ, усього** | км (по трасі) | 81.1 | 81.1 | 81.1 | 81.1 | 81.1 |
| у доброму стані | 81.1 | 81.1 | 81.1 | 81.1 | 81.1 |
| підлягає реконструкції | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | **ПЛ-35 кВ, усього** | км (по трасі) | 1595.457 | 1595.457 | 1595.457 | 1595.457 | 1595.807 |
| у доброму стані | 1413.307 | 1413.307 | 1413.307 | 1423.807 | 1424.157 |
| підлягає реконструкції | 1.35 | 1.35 | 1.35 | 4.35 | 4.35 |
| підлягає капітальному ремонту | 180.8 | 180.8 | 180.8 | 167.3 | 167.3 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | **ПЛ-6 (10) кВ, усього** | км (по трасі) | 2084.23 | 2084.24 | 2085.92 | 2084.11 | 2084.11 |
| у доброму стані | 1385.65 | 1385.65 | 1385.65 | 1362.84 | 1295.896 |
| підлягає реконструкції | 98.15 | 98.15 | 98.15 | 119.95 | 119.95 |
| підлягає капітальному ремонту | 600.13 | 600.44 | 602.12 | 601.32 | 668.264 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5 | **ПЛ-0,4 кВ, усього** | км (по трасі) | 949.49 | 950.12 | 949.09 | 949.36 | 949.44 |
| у доброму стані | 835.48 | 835.39 | 835.39 | 835.5 | 827.64 |
| підлягає реконструкції | 3.33 | 3.33 | 3.33 | 6.64 | 8.74 |
| підлягає капітальному ремонту | 100.67 | 100.67 | 100.67 | 96.07 | 100.27 |
| підлягає повній заміні | 10.73 | 11.45 | 10.35 | 11.64 | 12.5 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | **КЛ-35 кВ, усього** | км | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| у доброму стані | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає реконструкції | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| з ізоляцією зі зшитого поліетилену | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 9 | **КЛ-6 (10) кВ, усього** | км | 520.635 | 520.798 | 520.805 | 520.798 | 519.798 |
| у доброму стані | 152.575 | 152.575 | 152.575 | 152.575 | 463.015 |
| підлягає реконструкції | 0 | 0 | 0 | 7.93 | 7.93 |
| підлягає капітальному ремонту | 52.06 | 52.223 | 52.23 | 44.3 | 45.3 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 5.56 |
| з ізоляцією зі зшитого поліетилену | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10 | **КЛ-0,4 кВ, усього** | км | 947.84 | 949.29 | 951.51 | 951.25 | 951.45 |
| у доброму стані | 886.02 | 886.65 | 889.69 | 889.43 | 888.94 |
| підлягає реконструкції | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 61.82 | 61.82 | 61.82 | 61.82 | 61.82 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.69 |
| з ізоляцією зі зшитого поліетилену | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 12 | **ПС з вищим класом напруги 110 (150) кВ, усього** | шт. | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 |
| у доброму стані | 23 | 23 | 23 | 23 | 16 |
| підлягає реконструкції | 4 | 4 | 4 | 4 | 10 |
| підлягає капітальному ремонту | 2 | 2 | 2 | 2 | 3 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 13 | **ПС з вищим класом напруги 35 кВ, усього** | шт. | **372** | **380** | **381** | **378** | **382** |
| у доброму стані | 368 | 376 | 377 | 375 | 377 |
| підлягає реконструкції | 4 | 4 | 4 | 3 | 5 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 14 | **Трансформаторні підстанції (ТП), розподільні пункти (РП)-6 (10) кВ, усього** | шт. | 955 | 955 | 955 | 955 | 955 |
| у доброму стані | 705 | 705 | 704 | 704 | 703 |
| підлягає реконструкції | 15 | 15 | 14 | 30 | 30 |
| підлягає капітальному ремонту | 234 | 234 | 234 | 218 | 218 |
| підлягає повній заміні | 1 | 1 | 2 | 2 | 2 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 1 | 1 | 2 |
| 16 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 110 (150) кВ, усього** | шт. | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 |
| у доброму стані | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 |
| вимагають заміни з метою зниження ТВЕ | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 17 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 35 кВ, усього** | шт. | 442 | 449 | 451 | 450 | 451 |
| у доброму стані | 442 | 449 | 451 | 450 | 449 |
| вимагають заміни з метою зниження ТВЕ | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 18 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 6-10 кВ, усього** | шт. | 766 | 766 | 766 | 766 | 765 |
| у доброму стані | 763 | 2172 | 761 | 762 | 756 |
| вимагають заміни з метою зниження ТВЕ | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 5 | 5 | 5 | 5 | 10 |

Табл. 3. Прогноз технічного стану об'єктів електричних мереж на 2020-2024 рр (у випадку погіршення технічного стану)

| **№ з/п** | **Назва обладнання та якісна оцінка** | **Од. виміру** | **Прогнозний технічний стан на 2020р.** | **Обсяги запланованих робіт на 2020р.** | **Прогнозний технічний стан (з урахуванням обсягів запланованих робіт) на кінець 2024 року** | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **2020р.** | **2021р.** | **2022р.** | **2023р.** | **2024р.** |
| 1 | **Повітряні лінії (ПЛ)-220 кВ, усього** | км (по трасі) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| у доброму стані | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає реконструкції | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | **ПЛ-110 (150) кВ, усього** | км (по трасі) | 81.1 | 0 | 81.1 | 81.1 | 81.1 | 81.1 | 81.1 |
| у доброму стані | 80 | 0 | 80 | 79 | 78 | 77 | 76 |
| підлягає реконструкції | 1.1 | 0 | 1.1 | 2.1 | 3.1 | 4.1 | 5.1 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | **ПЛ-35 кВ, усього** | км (по трасі) | 1595.807 | 642.14 | 1595.807 | 1595.807 | 1595.807 | 1595.807 | 1595.807 |
| у доброму стані | 1424.157 | 636.14 | 1426.757 | 1431.257 | 1435.657 | 1440.507 | 1445.007 |
| підлягає реконструкції | 4.35 | 3 | 4.35 | 4.35 | 4.35 | 3 | 3 |
| підлягає капітальному ремонту | 167.3 | 3 | 163.8 | 160.2 | 155.8 | 152.3 | 147.8 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | **ПЛ-6 (10) кВ, усього** | км (по трасі) | 2084.11 | 1152.18 | 1459.46 | 1459.46 | 1459.46 | 1459.46 | 1459.46 |
| у доброму стані | 1306.896 | 472.666 | 1321.84 | 1319.99 | 1318.59 | 1315.49 | 1311.69 |
| підлягає реконструкції | 108.95 | 11.25 | 98.95 | 98.5 | 97.7 | 97.7 | 97.7 |
| підлягає капітальному ремонту | 668.264 | 668.264 | 663.32 | 665.32 | 667.82 | 670.92 | 674.72 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5 | **ПЛ-0,4 кВ, усього** | км (по трасі) | 949.44 | 534.03 | 819.71 | 819.71 | 819.71 | 819.71 | 819.71 |
| у доброму стані | 827.24 | 415.15 | 705.36 | 706.76 | 707.72 | 706.12 | 705.82 |
| підлягає реконструкції | 8.74 | 5.41 | 6.64 | 6.24 | 3.07 | 3.07 | 3.07 |
| підлягає капітальному ремонту | 100.27 | 100.27 | 99.07 | 98.07 | 96.07 | 97.47 | 97.77 |
| підлягає повній заміні | 12.5 | 12.5 | 12.5 | 12.5 | 16.71 | 16.91 | 16.91 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 6 | **Кабельні лінії (КЛ)-220 кВ, усього** | км | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| у доброму стані | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає реконструкції | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 7 | **КЛ-110 (150) кВ, усього** | км | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| у доброму стані | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає реконструкції | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | **КЛ-35 кВ, усього** | км | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| у доброму стані | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає реконструкції | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 9 | **КЛ-6 (10) кВ, усього** | км | 519.798 | 400.513 | 480.968 | 480.968 | 480.968 | 480.968 | 480.968 |
| у доброму стані | 462.015 | 343.73 | 466.575 | 465.075 | 465.075 | 465.075 | 473.005 |
| підлягає реконструкції | 7.93 | 7.93 | 7.93 | 7.93 | 7.93 | 7.93 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 45.3 | 44.3 | 44.3 | 45.8 | 45.8 | 45.8 | 45.8 |
| підлягає повній заміні | 5.56 | 5.56 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10 | **КЛ-0,4 кВ, усього** | км | 951.05 | 515.85 | 892.45 | 892.45 | 892.45 | 892.45 | 892.45 |
| у доброму стані | 889.23 | 454.03 | 889.23 | 889.23 | 889.23 | 889.23 | 889.23 |
| підлягає реконструкції | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 61.82 | 61.82 | 61.82 | 61.82 | 61.82 | 61.82 | 61.82 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 11 | **Підстанції (ПС) з вищим класом напруги 220 кВ, усього** | шт. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| у доброму стані | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає реконструкції | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 12 | **ПС з вищим класом напруги 110 (150) кВ, усього** | шт. | 29 | 14 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 |
| у доброму стані | 19 | 6 | 16 | 20 | 20 | 21 | 21 |
| підлягає реконструкції | 7 | 7 | 6 | 6 | 6 | 4 | 4 |
| підлягає капітальному ремонту | 3 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| підлягає повній заміні | 24 | 0 | 24 | 24 | 24 | 25 | 25 |
| 13 | **ПС з вищим класом напруги 35 кВ, усього** | шт. | 381 | 214 | 381 | 381 | 381 | 381 | 381 |
| у доброму стані | 355 | 212 | 355 | 355 | 355 | 355 | 356 |
| підлягає реконструкції | 2 | 1 | 2 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| підлягає капітальному ремонту | 123 | 0 | 123 | 123 | 123 | 123 | 123 |
| підлягає повній заміні | 119 | 0 | 119 | 119 | 119 | 120 | 120 |
| 14 | **Трансформаторні підстанції (ТП), розподільні пункти (РП) 6 (10) кВ, усього** | шт. | 836 | 562 | 836 | 836 | 836 | 835 | 835 |
| у доброму стані | 584 | 325 | 587 | 585 | 559 | 561 | 564 |
| підлягає реконструкції | 26 | 15 | 24 | 25 | 25 | 22 | 19 |
| підлягає капітальному ремонту | 218 | 218 | 218 | 218 | 218 | 218 | 218 |
| підлягає повній заміні | 4 | 4 | 3 | 4 | 4 | 5 | 5 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 15 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 220 кВ, усього** | шт. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| у доброму стані | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| вимагають заміни з метою зниження технологічних витрат електричної енергії (ТВЕ) | 6 | 0 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 6 | 0 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 |
| 16 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 110 (150) кВ, усього** | шт. | 45 | 22 | 45 | 45 | 45 | 45 | 45 |
| у доброму стані | 45 | 22 | 45 | 45 | 45 | 45 | 45 |
| вимагають заміни з метою зниження ТВЕ | 14 | 0 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 14 | 0 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 |
| 17 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 35 кВ, усього** | шт. | 435 | 215 | 435 | 435 | 435 | 435 | 435 |
| у доброму стані | 435 | 215 | 435 | 435 | 435 | 435 | 435 |
| вимагають заміни з метою зниження ТВЕ | 224 | 0 | 222 | 222 | 222 | 222 | 222 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 217 | 0 | 217 | 217 | 217 | 219 | 219 |
| 18 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 6 – 10 кВ, усього** | шт. | 537 | 379 | 537 | 537 | 537 | 537 | 537 |
| у доброму стані | 541 | 223 | 541 | 541 | 541 | 539 | 539 |
| вимагають заміни з метою зниження ТВЕ | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Табл. 4. Прогноз технічного стану об'єктів електричних мереж на 2020-2024 рр (у випадку покращення технічного стану)

| **№ з/п** | **Назва обладнання та якісна оцінка** | **Од. виміру** | **Прогнозний технічний стан на 2020р.** | **Обсяги запланованих робіт на 2020р.** | **Прогнозний технічний стан (з урахуванням обсягів запланованих робіт) на кінець 2024 року** | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **2020р.** | **2021р.** | **2022р.** | **2023р.** | **2024р.** |
| 1 | **Повітряні лінії (ПЛ)-220 кВ, усього** | км (по трасі) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| у доброму стані | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає реконструкції | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | **ПЛ-110 (150) кВ, усього** | км (по трасі) | 81.1 | 0 | 81.1 | 81.1 | 81.1 | 81.1 | 81.1 |
| у доброму стані | 80 | 0 | 80 | 79 | 78 | 77 | 76 |
| підлягає реконструкції | 1.1 | 0 | 1.1 | 2.1 | 3.1 | 4.1 | 5.1 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | **ПЛ-35 кВ, усього** | км (по трасі) | 1595.807 | 642.14 | 1595.807 | 1595.807 | 1595.807 | 1595.807 | 1595.807 |
| у доброму стані | 1424.157 | 636.14 | 1426.757 | 1431.257 | 1435.657 | 1440.507 | 1445.007 |
| підлягає реконструкції | 4.35 | 3 | 4.35 | 4.35 | 4.35 | 3 | 3 |
| підлягає капітальному ремонту | 167.3 | 3 | 163.8 | 160.2 | 155.8 | 152.3 | 147.8 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | **ПЛ-6 (10) кВ, усього** | км (по трасі) | 2084.11 | 1152.18 | 1459.46 | 1459.46 | 1459.46 | 1459.46 | 1459.46 |
| у доброму стані | 1306.896 | 472.666 | 1321.84 | 1319.99 | 1318.59 | 1315.49 | 1311.69 |
| підлягає реконструкції | 108.95 | 11.25 | 98.95 | 98.5 | 97.7 | 97.7 | 97.7 |
| підлягає капітальному ремонту | 668.264 | 668.264 | 663.32 | 665.32 | 667.82 | 670.92 | 674.72 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5 | **ПЛ-0,4 кВ, усього** | км (по трасі) | 949.44 | 534.03 | 819.71 | 819.71 | 819.71 | 819.71 | 819.71 |
| у доброму стані | 827.24 | 415.15 | 705.36 | 706.76 | 707.72 | 706.12 | 705.82 |
| підлягає реконструкції | 8.74 | 5.41 | 6.64 | 6.24 | 3.07 | 3.07 | 3.07 |
| підлягає капітальному ремонту | 100.27 | 100.27 | 99.07 | 98.07 | 96.07 | 97.47 | 97.77 |
| підлягає повній заміні | 12.5 | 12.5 | 12.5 | 12.5 | 16.71 | 16.91 | 16.91 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 6 | **Кабельні лінії (КЛ)-220 кВ, усього** | км | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| у доброму стані | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає реконструкції | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 7 | **КЛ-110 (150) кВ, усього** | км | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| у доброму стані | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає реконструкції | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | **КЛ-35 кВ, усього** | км | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| у доброму стані | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає реконструкції | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 9 | **КЛ-6 (10) кВ, усього** | км | 519.798 | 400.513 | 480.968 | 480.968 | 480.968 | 480.968 | 480.968 |
| у доброму стані | 462.015 | 343.73 | 466.575 | 465.075 | 465.075 | 465.075 | 473.005 |
| підлягає реконструкції | 7.93 | 7.93 | 7.93 | 7.93 | 7.93 | 7.93 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 45.3 | 44.3 | 44.3 | 45.8 | 45.8 | 45.8 | 45.8 |
| підлягає повній заміні | 5.56 | 5.56 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10 | **КЛ-0,4 кВ, усього** | км | 951.05 | 515.85 | 892.45 | 892.45 | 892.45 | 892.45 | 892.45 |
| у доброму стані | 889.23 | 454.03 | 889.23 | 889.23 | 889.23 | 889.23 | 889.23 |
| підлягає реконструкції | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 61.82 | 61.82 | 61.82 | 61.82 | 61.82 | 61.82 | 61.82 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 11 | **Підстанції (ПС) з вищим класом напруги 220 кВ, усього** | шт. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| у доброму стані | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає реконструкції | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 12 | **ПС з вищим класом напруги  110 (150) кВ, усього** | шт. | 29 | 14 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 |
| у доброму стані | 19 | 6 | 16 | 20 | 20 | 21 | 21 |
| підлягає реконструкції | 7 | 7 | 6 | 6 | 6 | 4 | 4 |
| підлягає капітальному ремонту | 3 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| підлягає повній заміні | 24 | 0 | 24 | 24 | 24 | 25 | 25 |
| 13 | **ПС з вищим класом напруги 35 кВ, усього** | шт. | 381 | 214 | 381 | 381 | 381 | 381 | 381 |
| у доброму стані | 355 | 212 | 355 | 355 | 355 | 355 | 356 |
| підлягає реконструкції | 2 | 1 | 2 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| підлягає капітальному ремонту | 123 | 0 | 123 | 123 | 123 | 123 | 123 |
| підлягає повній заміні | 119 | 0 | 119 | 119 | 119 | 120 | 120 |
| 14 | **Трансформаторні підстанції (ТП), розподільні пункти (РП) 6 (10) кВ, усього** | шт. | 836 | 562 | 836 | 836 | 836 | 835 | 835 |
| у доброму стані | 584 | 325 | 587 | 585 | 559 | 561 | 564 |
| підлягає реконструкції | 26 | 15 | 24 | 25 | 25 | 22 | 19 |
| підлягає капітальному ремонту | 218 | 218 | 218 | 218 | 218 | 218 | 218 |
| підлягає повній заміні | 4 | 4 | 3 | 4 | 4 | 5 | 5 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 15 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 220 кВ, усього** | шт. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| у доброму стані | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| вимагають заміни з метою зниження технологічних витрат електричної енергії (ТВЕ) | 6 | 0 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 6 | 0 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 |
| 16 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 110 (150) кВ, усього** | шт. | 45 | 22 | 45 | 45 | 45 | 45 | 45 |
| у доброму стані | 45 | 22 | 45 | 45 | 45 | 45 | 45 |
| вимагають заміни з метою зниження ТВЕ | 14 | 0 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 14 | 0 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 |
| 17 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 35 кВ, усього** | шт. | 435 | 215 | 435 | 435 | 435 | 435 | 435 |
| у доброму стані | 435 | 215 | 435 | 435 | 435 | 435 | 435 |
| вимагають заміни з метою зниження ТВЕ | 224 | 0 | 222 | 222 | 222 | 222 | 222 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 217 | 0 | 217 | 217 | 217 | 219 | 219 |
| 18 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 6 – 10 кВ, усього** | шт. | 537 | 379 | 537 | 537 | 537 | 537 | 537 |
| у доброму стані | 541 | 223 | 541 | 541 | 541 | 539 | 539 |
| вимагають заміни з метою зниження ТВЕ | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

# Фактичні та прогнозні обсяги попиту на електричну енергію та потужність у системі розподілу, обсяги розподілу (у т.ч. транзиту) електричної енергії мережами ОСР

За період 2014-2018 рр. у Компанії електроспоживання електричної енергії залишається практично на одному рівні. Спостерігається тенденція зменшення обсягів споживання промислових підприємств, але при цьому за цей період спостерігається зростання електроспоживання за рахунок споживання електроенергії комунально-побутовим господарством, будівництвом, населення та іншими непромисловими споживачами.

Падіння споживання в промисловості пояснюється економічною ситуацією в країні.

В Табл. 5 та

Табл. 6 наведено обсяг споживання електроенергії споживачами, підключеними до мереж Регіональна філія «Одеська залізниця» на період до 2024 року.

Табл. 5. Фактичні дані щодо споживання електричної енергії

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Найменування** | **Фактичні дані по роках /млн.кВтг/** | | | | |
| **2014** | **2015** | **2016** | **2017** | **2018** |
| **1** | **Споживання електроенергії (брутто)** | 1 406,5 | 1 432,8 | 1 338,0 | 1 392,8 | 1 409,3 |
| (+)Збільш./(-)зменш. від попер. року в % | - | +1,87 | -6,62 | +4,10 | +1,18 |
| **1.1** | **Споживання електроенергії (нетто)** | 1 355,2 | 1 382,2 | 1 282,7 | 1 342,7 | 1 351,7 |
| (+)Збільш./(-)зменш. від попер. року в % | - | +1,99 | -7,20 | +4,68 | +0,67 |
|  | у тому числі: |  |  |  |  |  |
| 1.1.1 | Промисловість | 20,0 | 28,5 | 53,9 | 72,1 | 77,4 |
| 1.1.2 | Сільгоспспоживачі | 3,7 | 4,3 | 6,3 | 5,7 | 5,2 |
| 1.1.3 | Транспорт | 1 252,8 | 1 266,6 | 1 144,7 | 1 184,1 | 1 181,5 |
| 1.1.4 | Комунально-побутові споживачі | 16,0 | 16,3 | 15,2 | 16,5 | 17,9 |
| 1.1.5 | Інші непромислові споживачі | 24,6 | 29,7 | 23,6 | 27,3 | 28,6 |
| 1.1.6 | Населення | 38,1 | 36,8 | 39,0 | 37,0 | 41,1 |
| **1.2** | **Витрати електроенергії на власні потреби ОСР** | 1,7 | 1,8 | 1,8 | 1,7 | 1,7 |
| **1.4** | **Витрати електроенергії на її транспортування в мережах ОСР** | 49,6 | 48,8 | 53,5 | 48,4 | 55,9 |
| у відсотках до надходження електроенергії в мережу | 3,53 | 3,41 | 4,00 | 3,48 | 3,97 |

Табл. 6. Прогнозовані дані щодо споживання електричної енергії

| **№ п/п** | **Найменування** | **Прогнозовані дані по роках /млн.кВтг/** | | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **2019** | **2020** | **2021** | **2022** | **2023** | **2024** |
| **1** | **Споживання електроенергії (брутто)** | **1444,5** | **1480,6** | **1517,6** | **1555,5** | **1594,4** | **1634,3** |
| (+)Збільш./(-)зменш. від попер. року в % | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 |
| **1.1** | **Споживання електроенергії (нетто)** | **1385,6** | **1420,4** | **1456,1** | **1492,6** | **1530,1** | **1568,6** |
| (+)Збільш./(-)зменш. від попер. року в % | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 |
|  | у тому числі: |  |  |  |  |  |  |
| 1.1.1 | Промисловість | 79,4 | 81,4 | 83,4 | 85,5 | 87,6 | 89,8 |
| 1.1.2 | Сільгоспспоживачі | 5,3 | 5,4 | 5,5 | 5,6 | 5,7 | 5,8 |
| 1.1.3 | Транспорт | 1211,1 | 1241,5 | 1272,7 | 1304,6 | 1337,5 | 1371,2 |
| 1.1.4 | Комунально-побутові споживачі | 18,3 | 18,8 | 19,3 | 19,8 | 20,3 | 20,8 |
| 1.1.5 | Інші непромислові споживачі | 29,4 | 30,1 | 30,9 | 31,7 | 32,5 | 33,3 |
| 1.1.6 | Населення | 42,1 | 43,2 | 44,3 | 45,4 | 46,5 | 47,7 |
| **1.2** | **Витрати електроенергії на власні потреби ОСР** | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 |
| **1.4** | **Витрати електроенергії на її транспортування в мережах ОСР** | 57,2 | 58,5 | 59,8 | 61,2 | 62,6 | 64 |
| у відсотках до надходження електроенергії в мережу | 3,96 | 3,95 | 3,94 | 3,93 | 3,93 | 3,92 |

\* Пояснення зростання споживання е/е:

В 2019 році найбільше промислове підприємство області ПАТ "РівнеАзот" збільшило обсяги споживання у зв’язку із відновленням виробництва (споживання 57 683 тис. кВт\*год за 4 місяці 2019 року проти 7 574 тис. кВт\*год за 4 місяці 2018 року).

В 2016-2018 роках зазначене підприємство не працювало на повну потужність або зовсім не працювало.

Дане збільшення в прогнозі на 2019 рік зазначено в категорії "Промисловість" (№ п/п 1.1.1).

# Фактичні та обґрунтовані прогнозні обсяги відпуску електричної енергії виробників електричної енергії, приєднаних до системи розподілу (визначені, де необхідно, у координації з ОСП)

До мереж регіональної філії «Одеська залізниця» представлені незначні обсяги генерації електроустановками для виробництва електричної енергії.

Обсяги виробленої електричної енергії за 2014-2018 роки, а також перспективні дані щодо виробітку в 2020-2024 роках наведено нижче.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Назва** | **Потуж., МВт** | **Виробіток ел.ен., тис.МВт\*год** | | | | |
| **2014 рік** | **2015 рік** | **2016 рік** | **2017 рік** | **2018 рік** |
| ПАТ «Миколаївська ТЕЦ» | 0,74 | 0,473177 | 0,540216 | 0,441815 | 0,326214 | 0,740607 |
| СЕС ТОВ "Завод" "Галичина" | 0,016 | 0,0195 | 0,0195 | 0,0195 | 0,0195 | 0,0195 |
| СЕС ТОВ «Ренжи Біоенерго» | 14,2 | введено в експлуатацію в серпні 2019 року | | | | |

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Назва | **Потуж., МВт** | **Виробіток ел.ен., тис.МВт\*год** | | | | |
| **2020 рік** | **2021 рік** | **2022 рік** | **2023 рік** | **2024 рік** |
| ПАТ «Миколаївська ТЕЦ» | 0,74 | 0,777 | 0,777 | 0,777 | 0,777 | 0,777 |
| СЕС ТОВ "Завод" "Галичина" | 0,016 | 0,0195 | 0,0195 | 0,0195 | 0,0195 | 0,0195 |
| СЕС ТОВ «Ренжи Біоенерго» | 14,2 | 25915 | 25915 | 25915 | 25915 | 25915 |

# Інформація щодо існуючих електроустановок виробництва електричної енергії, які приєднані до системи розподілу

В даному розділі наведено інформацію щодо електроустановок виробництва електричної енергії.

Інформація щодо діючих генеруючих джерел приєднаних до розподільчих мереж Регіональна філія «Одеська залізниця» наведена в таблиці.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Назва станції** | **Встановлена потужність, МВт** | **Підстанція на яку здійснюється видача потужності** |
| ПАТ «Миколаївська ТЕЦ» | 0,74 |  |
| СЕС ТОВ "Завод" "Галичина" | 0,016 | ПС 110/27,5/10 Застава 1 |
| СЕС ТОВ «Ренжи Біоенерго» | 14,2 | ПС 110/27,5/10 Колосівка |
| **Всього** | **14,216** |  |

# Інформація щодо нових електроустановок виробництва електричної енергії, які мають бути приєднані до системи розподілу (на основі заяв про приєднання та іншої інформації, наявної в ОСР)

На сьогоднішній день Одеська область характеризується значим развитком провадження генерації з використанням відновлювальних джерел енергії, а саме – сонячні електростанції.

Станом на 01.08.2019 р. по регіональній філії «Одеська залізниця» видано технічних умов на приєднання до мереж регіональної філії «Одеська залізниця» сумарною потужністю **78,8 МВт**.

**Табл. 7.1. Дані щодо виданих технічних умов на приєднання об'єктів ВДЕ**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Електро-станція** | **Місцерозташування** | **Точка приєднання** | **Назва ПС 110 кВ,до якоїпередаєтьсяпотужністьелектростанції** | **Встановленапотужністьвиданих ТУ,МВт** | **Орієнтовний рік введення в експлуатацію** |
| СЕС | Одеська обл., Лиманський район, с/рада Красносільська (за межами населеного пункту) | 1. На болтових затискачах приєднання шлейфів лінійного розєднувача в бік живлячої лінінії 35 кВ блоку фідера 35 кВ ТОВ "Гільдендорф Енерджи" від 1 с.ш. 35 кВ ПС Куліндорове. 2. На болтових затискачах приєднання шлейфів лінійного розєднувача в бік живлячої лінінії 35 кВ блоку фідера 35 кВ ТОВ "Гільдендорф Енерджи" від 2 с.ш. 35 кВ ПС Кулиндорове. | ПС Кулиндорове | 11 | 2019 |
| СЕС | Одеська обл., Лиманський р., с/рада Красносільська (за межами населеного пункту) | 1. На болтових затискачах приєднання шлейфів лінійного розєднувача в бік живлячої лінінії 35 кВ блоку фідера 35 кВ ТОВ "Куліндор Енерджи" від 1 с.ш. 35 кВ ПС Куліндорове. 2. На болтових затискачах приєднання шлейфів лінійного розєднувача в бік живлячої лінінії 35 кВ блоку фідера 35 кВ ТОВ "Куліндор Енерджи" від 2 с.ш. 35 кВ ПС Куліндорове. | ПС Кулиндорове | 16 | 2019 |
| СЕС | на території Вапнярської селищної ради Томашпільського р-ну, Вінницької обл. | На затискачах кріплення в місці приєднання проектованої ЛЕП-10 кВ до вивідних клем комутаційного апарату у ввідно-розподільчому пристрої 10 кВ розміщеному на земельній ділянці ТОВ "ЕКО СОЛАР СТЕЙШН" (від запроектованої комірки 1 с.ш. РП-10 кВ ПС Вапнярка).  На затискачах в місці приєднання проектованої ЛЕП-10 кВ до вивідних клем комутаційного апарату у ввідно-розподільчому пристрої 10 кВ розміщеному на земельній ділянці ТОВ "ЕКО СОЛАР СТЕЙШН" (від запроектованої комірки 2 с.ш. РП-10 кВ ПС Вапнярка) | ПС 110/27,5/10 Вапнярка | 15 | 2019 |
| СЕС | Одеська обл., Балтський район, Балтська територіальна громада (за межами населеного пункту) | На затискачах кріплення в місці приєднання проектованої ЛЕП-10 кВ до вивідних клем комутаційного апарату у ввідно-розподільчому пристрої 10 кВ розміщеному на земельній ділянці ТОВ Білине - Солар (від запроектованої комірки 1 с.ш. РП-10 кВ ПС Балта).  На затискачах в місці приєднання проектованої ЛЕП-10 кВ до вивідних клем комутаційного апарату у ввідно-розподільчому пристрої 10 кВ розміщеному на земельній ділянці ТОВ Білине - Солар (від запроектованої комірки 2 с.ш. РП-10 кВ ПС Балта) | ПС 110/27,5/10 кВ Балта | 17 | 2019 |
| СЕС | Одеська обл., Кодимський р-н, Слобідська селищна рада (за межами населеного пункту | На затискачах кріплення в місці приєднання проектованої ЛЕП-10 кВ до вивідних клем комутаційного апарату у ввідно-розподільчому пристрої 10 кВ розміщеному на земельній ділянці ТОВ "Слобідка - Солар" (від запроектованої комірки 1 с.ш. РП-10 кВ ПС Слобідка).  На затискачах в місці приєднання проектованої ЛЕП-10 кВ до вивідних клем комутаційного апарату у ввідно-розподільчому пристрої 10 кВ розміщеному на земельній ділянці ТОВ "Слобідка - Солар" (від запроектованої комірки 2 с.ш. РП-10 кВ ПС Слобідка) | ПС 110/27,5/10 кВ Слобідка | 19,8 | 2019 |

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

Обсяг виданих ТУ на стандартні приєднання за період 2016-2018 роки становить 2,136 МВт та 614,93 МВт ТУ на нестандартні приєднання.

В **Додатку Г. Табл. 1**зведено дані щодо виданих ТУ на стандартні та нестандартні приєднання потужності по підстанціях 35 кВ за 2016-2018 роки.

В **Додатку Г. Табл. 2, Табл. 3**та **Табл. 4**показана детальна інформацій щодо діючих ТУ на стандартні приєднання за період 2016-2018 років.

В **Додатку Г. Табл. 5, Табл. 6**та **Табл. 7**показана детальна інформацій щодо діючих ТУ на нестандартні приєднання за період 2016-2018 років.

Дані щодо прогнозної потужності приєднання нових електроустановок (на основі заяв про приєднання та доступної потужності в точках забезпечення потужності) наведено в **Табл. 7.**

Аналіз виданих ТУ показав що значний приріст навантаження спостерігається в енергорайонах Одеської області.

Для забезпечення нових споживачів джерелами потужності планами Регіональна філія «Одеська залізниця» передбачене реконструкція існуючих ПС.

Табл. 7. Дані щодо прогнозної потужності приєднання нових електроустановок (на основі заяв про приєднання та доступної потужності в точках забезпечення потужності)

| **№ п/ п** | **Джерело живлення,  ПС 20-150 кВ** | **Встан. пот-сть ПС, МВт** | **Величина навант., МВт, зима/літо** | **Сумарна потужність замовлена до приєднання (чинні ТУ), МВт** | | **Реалізовані ТУ, МВт** | | | | | **Заплановані заходи зі створення резерву потужності у ПРСР** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Всього** | **у т. ч. оплачено/ проавансовано** | **2014** | **2015** | **2016** | **2017** | **2018** |
| 1 | ПС Берегова 110/27,5/10 кВ | 50 | 14,520/14,520 | 67,819 | 244000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 2 | ПС Сербка 110/35/27,5 кВ | 80 | 16,764/9,768 | 29,478 | 0 | 0 | 0 | 0,095 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 3 | ПС Кулиндорове 110/35/27,5 кВ | 65 | 21,384/28,116 | 42,213 | 8431 | 3,297 | 0,076 | 0,118 | 0,124 | 0,209 | Не заплановано |
| 4 | ПС Застава-1 110/27,5/10 кВ | 65 | 17,028/12,936 | 58,860 | 705662 | 0,122 | 0573 | 0,862 | 0,21 | 1,932 | Не заплановано |
| 5 | ПС Аккаржа 110/35/27,5 кВ | 50 | 11,484/8,976 | 49,492 | 506390 | 1,0063 | 0,17 | 0,176 | 0,005 | 2,099 | Не заплановано |
| 6 | ПС Білгород-Дністровська 110/27,5/10 кВ | 50 | 2,739/4,785 | 39,328 | 286291 | 0,488 | 0,049 | 2,107 | 0,97 | 2,883 | Не заплановано |
| 7 | ПС Колосівка 110/27,5/10 кВ | 50 | 13,068/9,108 | 28,172 | 3421195 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,003 | Не заплановано |
| 8 | ПС 110/35/27,5 кВ "Завадівка" | 80 | 11,337/13,78 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.045 | Не заплановано |
| 9 | ПС 110/35/27,5 кВ "Шевченко" | 80 | 12,929/7,299 | 0,010 | 0,010 | 0,031 | 0,051 | 0,0245 | 0 | 0,081 | Не заплановано |
| 10 | ПС 150/35/27,5 кВ "Фундукліївка» | 80 | 10,179/9,669 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 11 | ПС 154/35/27,5/10 «Знам’янка» | 80 | 18,54/16,38 | 0 | 0 | 0,235 | 0 | 0,149 | 0,98 | 0 | Не заплановано |
| 12 | ПС 154/35/27,5/10 «Олександрія» | 80 | 14,31/11,34 | 0 | 0 | 0,002 | 0 | 0 | 0 | 0,016 | Не заплановано |
| 13 | ПС 154/35/27,5/10 «Можарово» | 80 | 16,38/14,76 | 275 | 160 | 0 | 0 | 0,309 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 14 | ЦРП «Знам'янка» 35/10/6 | 18,4 | 6,801/3,174 | 310 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 15 | ЦРП «Суботці» 35/6 | 5,4 | 2,813/1,053 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 16 | ПС 35/6/10 кВ "Залізнична" | 20 | 2,02/1,3\* | 0,6 | 0,35 | 0.04 | 0,077 | 0,008 | 0,07 | 0 | Не заплановано |
| 17 | ПС Осикувата, ПС,154/35/27,5 | 80 | 9.8/8.6 | 0 | 0 | 0.00 | 0,030 | 0 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 18 | ПС Сугоклея ПС,154/35/27,5 | 65 | 8.8/8.1 | 0,049 | 0.049 | 0.060 | 0.350 | 0 | 0.060 | 0.305 | Не заплановано |
| 19 | ПС Тимкове, ПС,154/35/27,5/10/3,3 | 120 | 9.6/8,8 | 0 | 0 | 0.00 | 0.078 | 0 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 20 | ПС Шарівка ПС,154/35/27,5 | 50 | 9.0/7.6 | 0 | 0 | 0.00 | 0 | 0.002 | 0.002 | 0 | Не заплановано |
| 21 | ПС 110/27,5/10 кВ "Роздільна" | 14.32 | 1.82/3.08 | 0.05 | 0.05 | 0,008 | 0,047 | 0,015 |  | 0,005 | Не заплановано |
| 22 | ПС 110/35/27,5 кВ "Затишшя" | 15.19 | 1.98/4.03 |  |  |  | 0,002 |  |  |  | Не заплановано |
| 23 | ПС 110/35/27,5 кВ "Чубівка" | 27.09 | 2.84/2.44 | 0.016 | 0.016 | 0,004 | 0,003 | 0,108 | 0,001 | 0,004 | Не заплановано |
| 24 | ПС 110/27,5/10 кВ "Слобідка" | 17.59 | 4.95/5.28 |  |  | 0,003 |  |  |  |  | Не заплановано |
| 25 | ПС 110/27,5/10 кВ "Попелюхи" | 35.24 | 5.02/1.45 |  |  |  | 0,05 |  |  | 0,007 | Не заплановано |
| 26 | ПС 110/27,5/10 кВ "Вапнярка" | 26.96 | 9.37/1.85 | 15.00 |  | 0,005 | 0,043 |  |  | 0,006 | Не заплановано |
| 27 | ПС 110/27,5/10 кВ "Балта" | 24.43 | 0.99/2.18 | 17.00 |  |  | 0,003 |  | 0,08 | 0,01 | Не заплановано |
| 28 | ПС 150/35/27,5 кВ "Кам’яний Міст" | 22.35 | 5.22/2.34 |  |  |  | 0,005 |  |  |  | Не заплановано |
| 29 | ПС Плетений Ташлик, ПС150/35/27,5/10 | 50 | 7,56 / 4,5 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | Не заплановано |
| 30 | ПС Помічна ПС150/35/27,5/10 | 80 | 10,98 / 6,12 | 0,004 | 0,004 | 0,008 | 0,006 | 0,010 | 0,005 | 0,300 | Не заплановано |
| 31 | ПС Кавуни, ПС 150/35/27,5 | 50 | 12,9 / 10,8 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | Не заплановано |
| 32 | ПС Яструбинове ПС150/27,5/10 | 80 | 8,12/ 9,77 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,043 | Заміна Т-1 25 МВА на 40 МВА |
| \* - навантаження для зими за день режимних замірів 19 грудня 2018 (17-00), для літа за день режимних замірів 19 червня 2019 року (20-00). | | | | | | | | | | | |
| \*\* - ПС на балансі НЕК "Укренерго" | | | | | | | | | | | |
| Дані по ПС 35, що заживлені від ПС110 в частині реалізованої і проавансованої/проплаченої потужності враховано в даних по ПС 110 кВ | | | | | | | | | | | |

# Заплановані та прогнозні рівні потужності в кожній точці приєднання системи розподілу до системи передачі та до систем розподілу інших ОСР та/або збільшення потужності для існуючих точок приєднання

Дані щодо перетоків через точки приєднання ОСР Регіональна філія «Одеська залізниця» до мереж ОСП та інших ОСР наведено в таблиці нижче.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ПС 110(150)/35/10(6) і 110(150)/10(6) кВ, які живляться від джерела живлення, (назва ОСР) | Максимальні навантаження у режимні дні в МВт за роками | | | | | |
| 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2024 |
| 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| **АТ «Миколаївобленерго** | | | | | | |
| ПС 110/27,5/10 Колосівка | 13,596 | 16,632 | 13,728 | 13,728 | 13,068 | 14,374 |
| ПС Кам’яний Міст | 8,820 | 11,880 | 9,180 | 9,180 | 9,540 | **10,017** |
| ПС 150/35/27,5 кВ «Кавуни» | 19,20 | 6,50 | 19,20 | 14,10 | 18,00 | 17,5 |
| ПС 110/27,5/10 кВ «Яструбинове» | 16,434 | 16,104 | 16,566 | 13,992 | 14,058 | 14,124 |
| **АТ «Одесаобленерго** | | | | | | |
| ПС 110/35/27,5 кВ Сербка | 21,252 | 20,064 | 18,084 | 15,048 | 16,764 | 16,764 |
| ПС 110/35/27,5 кВ Куліндорово | 22,968 | 38,016 | 26,928 | 26,928 | 28,116 | 33,739 |
| ПС 110/35/27,5 кВ Аккаржа | 14,784 | 15,708 | 11,352 | 10,956 | 11,484 | 13,781 |
| ПС 110/27,5/10 кВ Білгород-Дністровський | 11,820 | 9,312 | 4,989 | 5,277 | 6,099 | 7,319 |
| ПС 110/27,5/10 Одеса-Застава 1 | 17,556 | 20,196 | 16,896 | 16,236 | 17,028 | 20,434 |
| ПС 110/27,5/10 Берегова | 10,032 | 15,84 | 14,52 | 17,082 | 14,52 | 17,424 |
| ПС 110/27,5/10 Роздільна | - | - | 5,885 | 4,290 | 3,850 | 4,042 |
| ПС 110/35/27,5 Затишшя | 5,874 | 7,722 | 9,570 | 8,052 | 6,996 | 8,454 |
| ПС 110/35/27,5 кВ “Чубівка” | 4,620 | 6,402 | 5,742 | 4,818 | 6,336 | 6,653 |
| ПС 110/27,5/10 Слобідка | 8,910 | 10,164 | 8,778 | 7,392 | 8,778 | 9,917 |
| ПС 110/27,5/10 кВ Балта | 6,600 | 5,280 | 5,940 | 5,940 | 7,260 | 7,263 |
| **ПАТ «Черкасиобленерго»** | | | | | | |
| ПС-110 кВ «Завадівка» | 12,144 | 9,768 | 12,100 | 11,088 | 10,296 | 11,633 |
| 10,164 | 9,900 | 10,560 | 10,692 | 10,956 | 10,977 |
| ПС-110 кВ «Шевченко» | 37,752 | 44,748 | 54,648 | 43,692 | 46,068 | 47,650 |
| 39,864 | 62,04 | 55,176 | 45,144 | 46,596 | 52,252 |
| 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **ПрАТ «Кіровоградобленерго»** | | | | | | |
| ПС-150 кВ «Фундукліївка» | 7,946 | 6,653 | 3,881 | 8,501 | 9,794 | 7,723 |
| 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| ПС Знам’янка 150/35/27,5/10 | 26,46 | 17,46 | 27,72 | 20,16 | 18,9 | 22,0 |
| ПС Олександрія 150/35/27,5/10 | 18,36 | 16,02 | 14,85 | 18,72 | 14,31 | 16,5 |
| ПС Можарово 150/35/27,5/10 | 18,0 | 12,6 | 18,0 | 16,2 | 16,56 | 19,3 |
| ПС Осикувата 150/35/27,5 | 12,8 | 8,6 | 8,3 | 9,1 | 9,9 | 11,3 |
| ПС Сугоклея 150/35/27,5 | 7,2 | 8,5 | 5,8 | 8,2 | 8,8 | 9,4 |
| ПС Тимкове 150/35/27,5/10 | 8,5 | 9,4 | 6,7 | 9 | 9,6 | 11,8 |
| ПС Шарівка 150/35/27,5 | 10,3 | 8,9 | 9,9 | 9,3 | 9,7 | 10,5 |
| ПС 150/35/27,5/10 кВ «Плетений Ташлик» | 11,7 | 16,38 | 10,98 | 9,9 | 8,82 | 7,74 |
| ПС 150/35/27,5/10 кВ «Помічна» | 18,72 | 22,86 | 24,48 | 23,40 | 11,70 | 22,32 |
| **АТ «Вінницяобленерго»** | | | | | | |
| ПС 110/27,5/10 кВ “Попелюхи» | 4,092 | 4,620 | 3,696 | 4,356 | 8,976 | 9,424 |
| ПС 110/27,5/10 кВ “Вапнярка» | 9,372 | 9,372 | 5,808 | 5,544 | 9,372 | 9,840 |

# Дані щодо потужності в енерговузлах системи розподілу, ураховуючи формування переліку елементів мережі, що спричиняють обмеження та/або неналежну якість електропостачання споживачів, які потребують виконання заходів щодо підсилення з метою забезпечення інтеграції нового навантаження та виробництва до системи розподілу

## Необхідність реконструкції та модернізації підстанцій 35 та 110 кВ

Враховуючи термін експлуатації трансформаторів необхідно провести наступну заміну трансформаторів:

трансформатори, що відпрацювали більше 40 років:

* трансформатори 150 кВ – 2 шт.;
* трансформатори 110 кВ – 26 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 6 шт.;
* трансформатори 27,5кВ – 29 шт.;
* трансформатори 10(6) кВ – 12 шт.;
* трансформатори, що відпрацювали від 35 до 39 років:
* трансформатори 150 кВ – 0 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 0 шт.;
* трансформатори 27,5кВ – 1 шт.;
* трансформатори, що відпрацювали від 30 до 34 років:
* трансформатори 150 кВ – 0 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 0 шт.;
* трансформатори 10 кВ – 1 шт.;

Згідно норм існує потреба в заміні ВД/КЗ на вимикачі та заміна масляних вимикачів на вакуумні для напруги 10-35 кВ та на елегазові для 150 (110) кВ. Потреба в першочерговій реконструкції високовольтного обладнання в період до 2025 року становить:

* ВД/КЗ та вимикачі, що відпрацювали більше 40 років:
* ВД/КЗ-150 кВ – 4 шт.;
* ВД/КЗ-110 кВ – 2 шт.;
* масляні вимикачі 150 кВ – 14 шт.;
* масляні вимикачі 110 кВ – 6 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 41 шт.;
* масляні вимикачі 27,5 кВ – 22 шт.;
* масляні вимикачі 10(6) кВ – 128 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 35 до 39 років:
* масляні вимикачі 150 кВ – 0 шт.;
* масляні вимикачі 110 кВ – 8 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 0 шт.;
* масляні вимикачі 10(6) кВ – 2 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 30 до 34 років:
* ВД/КЗ-110 кВ – 3 шт.;
* масляні вимикачі 150 кВ – 2 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 1 шт.;
* масляні вимикачі 27,5 кВ – 12 шт.;
* масляні вимикачі 10(6) кВ – 0 шт.;

Експлуатація зношеного обладнання призводить до збільшення частоти і тривалості планових і аварійних ремонтів, що в свою чергу призводить до збільшення кількості збоїв в енергопостачанні, до погіршення техніко-економічних показників окремих підприємств і галузей в цілому. Враховуючи те, що для реконструкції і технічного переоснащення діючих підстанцій необхідні значні фінансові інвестиції та довгий період часу, збільшення кількості об'єктів, які відпрацювали свій ресурс працездатності буде загрожувати здатності галузі забезпечувати безперебійну роботу.

Масове старіння електромережевих об'єктів і обладнання приводить до значного збільшення затрат на підтримання працездатності ПЛ і ПС, підвищеного використання техніки, конструкцій, матеріалів, збільшенню чисельності обслуговуючого персоналу для проведення планових та позапланових оглядів, поточних і аварійних ремонтів.

Виконання комплексної реконструкції об'єктів дозволить, крім підвищення надійності і працездатності магістральних мереж, істотно знизити втрати потужності за рахунок застосування обладнання з кращими техніко-економічними показниками, зменшити витрати на обслуговування об'єктів, вивільнити обслуговуючий персонал.

В **Додатку Г. Табл. 8**наведено перелік основного силового обладнання, що потребує реконструкції, згідно аналізу технічного стану та аналізу завантаження трансформаторів.

## Необхідність реконструкції та модернізації ПЛ 35 та 110 кВ

Планом розвитку намічені значні обсяги з технічного переоснащення елементів мереж 35-150 кВ РФ «Одеська залізниця», пов’язані з необхідністю переулаштування існуючих мереж, які не відповідають вимогам до надійного електропостачання споживачів.

Згідно аналізу технічного стану ПЛ 35, першочергової технічне переоснащення потребує лінія 35 кВ Л-1 «ЦРП Знам’янка – ЦРП Суботці».

# 10.3 Необхідність реконструкції та модернізації ЛЕП 0,4 та 10 кВ

Згідно аналізу технічного стану ЛЕП 0,4 та 10 кВ, першочергової реконструкції потребують наступні ЛЕП:

* технічне переоснащення ПЛ 10 кВ Измаил – Ташбунар;
* технічне переоснащення ПЛ 10 кВ Ташбунар – Котлабух;
* технічне переоснащення КЛ-10 кВ ПС-110/10 (комірка № 9) – ТП-4294 Паромна);
* технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ ф. Житкова м. Одеса, ст. Застава 1);
* технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ ф. Ближнє поселення м. Одеса, вул. Гефта);
* технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ ст. Золотоноша-2;
* технічне переоснащення ПЛ-0,23 кВ ст. Войнівка;
* технічне переоснащення ПЛ ПЕ-10 кВ дільниці Капітанівка – 1045 км;
* технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ ст. Ладижин;
* будівництво ЛЕП-10 кВ фідер №6 від ЕЧЕ-2 Шевченко (замість КЛ-10 кВ фідер №6 від ЕЧЕ-2 Шевченко);
* будівництво ЛЕП-10 кВ фідер №4 від ЕЧЕ-2 Шевченко (замість КЛ-10 кВ фідер №4 від ЕЧЕ-2 Шевченко);
* технічне переоснащення ПЛ-0,4кВ ст. Гайворон;
* технічне переоснащення ПЛ-0,23 кВ п.п. Червоний Хутір;
* технічне переоснащення ПЛ-0,23 кВ п.п. 938 км «Переїзна»
* технічне переоснащення ЛЕП-10 кВ на дільницях Херсон-Миколаїв, Херсон-Снігурівка та Херсон-Вадим (підвищення надійності електропостачання споживачів), 2,3 черга;
* технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від ТП-714 фідер №1 "житловий фонд вул. Паровозна", м. Херсон, вул. Паровозна;
* технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від ТП-714 фідер №12 "житловий фонд вул. Паровозна", м. Херсон, вул. Паровозна;
* технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від КТП-48 фідер "житловий фонд", зупиночна платформа "Заплава";
* технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від КТП-39 фідер №2 "житловий фонд", зупиночна платформа "Путійська" м. Херсон;
* технічне переоснащення ПКЛ-10 кВ ПС 150/35/10 "Снігурівка"- ЦРП-47;
* технічне переоснащення ПЛ-10 кВ Копані — Котляреве – Кульбакине;
* технічне переоснащення ПЛ-10 кВ Чорнобаївка — Чеховичі – Копані;
* технічне переоснащення ПЛ-10 кВ Великі Копані — Раденське – Олешки;
* технічне переоснащення ПЛ-10 кВ Новокиївка — Брилівка - Великі Копані.
* технічне переоснащення ПЛ 0,4 кВ Ф « СМЕУ-2» ст. Вапнярка;
* технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ ф. «Службовий» ст. Слобідка;
* технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ ф. «Дома МПС» ст. Подільськ;
* технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ ф. «Привокзальна» ст. Роздільна;
* технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ ф. «СМП» ст. Роздільна;
* технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ ф. «Дома№1»ст. Крижопіль;
* технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ ф. «ДС» Рудниця;
* технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ ф. «ФАП» Рудниця;
* технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ ф. «ДС» Кодима;
* технічне переоснащення ПЛ-0,23/0,4 кВ Л-17/1 ст.Помічна;
* технічне переоснащення ПЛ-0,23/0,4 кВ Л-17/2 ст.Помічна.

Окрім того в Розділі 13 наведена інформація про підстанції та лінії електропередачі та ін., які можуть спричиняти обмеження споживачів та неналежну якість електропостачання.

# Заходи з будівництва об’єктів системи розподілу, включаючи засоби РЗА, ПА і зв’язку, потреба в яких визначена ОСП відповідно до вимог підтримання належного рівня операційної безпеки

Заходи з будівництва об’єктів системи розподілу, включаючи засоби РЗА та ПА, потреба яких визначена ОСП відповідно до вимог підтримання належного рівня операційної безпеки відсутні.

# Заходи з будівництва об’єктів системи розподілу, включаючи засоби РЗА, ПА і зв’язку, потреба в яких визначена ОСР відповідно до вимог підтримання належного рівня операційної безпеки

## Аналіз технічного стану РЗА на ПС 110 та 35 кВ

Перелік пристроїв РЗА, що встановлені на підстанціях Регіональна філія «Одеська залізниця» наведені в**Додатку Г. Табл. 9.**

## Необхідність реконструкції та модернізації РЗА

Пристрої релейного захисту забезпечують швидке автоматичне відключення пошкодженого елементу електричного устаткування, шляхом дії на відключення комутаційного пристрою приєднання. Пристрої керування дистанційно керують комутаційними апаратами на підстанції.

Релейний захист представляє собою автоматику, без якої неможлива робота електричного устаткування.

Економічна ефективність технічного переоснащення досягається за рахунок підвищення надійності електропостачання споживачів, зменшення недовідпуску електроенергії, в результаті відмов аварійних відключень вимикачів, забезпечення справного стану обладнання, унеможливлює розвиток аварії далі по приєднанням пристроїв живлячих підстанцію.

На сьогоднішній день жодні комплекти реле встановлені на тягових підстанціях дистанції ( РТ- реле струму, РН – реле напруги, РП – проміжні реле, реле потужності, реле опору) не підлягали заміні чи модернізації.

Всі існуючі реле, що використовуються для захисту приєднань підстанцій знаходяться в неналежномустані, мають ряд зауважень в процесі експлуатації:

**Реле РТ-40, РН-54**

- реле фізично та морально застарілі;

- коефіцієнт повернення близький до граничного к=0,85, к=1,15;

- мають понаднормативний термін служби 45 років;

- відсутність ремонтної бази, змінних деталей при виконанні ремонтів;

- контакти реле рухомі, нерухомі, мають знос контактної системи.

**Реле РПВ-58**

- реле фізично та морально застарілі;

- не забезпечують необхідний заряд;

- мають понаднормативний термін служби 45 років;

- відсутність ремонтної бази, змінних деталей при виконанні ремонтів;

- контакти реле рухомі, нерухомі, мають знос контактної системи.

**Реле РП-23, РП-8, РП-11**

- реле фізично та морально застарілі;

- напруга спрацювання близька до граничного 0,7Uном

- мають понаднормативний термін служби 45 років;

- відсутність ремонтної бази, змінних деталей при виконанні ремонтів;

- контакти реле рухомі, нерухомі, мають знос контактної системи.

**Реле КДР**

- реле фізично та морально застарілі;

- мають понаднормативний термін служби 45 років;

- відсутність ремонтної бази, змінних деталей при виконанні ремонтів;

- незручне розташування (розташовані в одній розподільчій шафі), ускладнене виконання ремонтних робіт.

Станом на 01.01.2019 року в Шевченківській дистанції електропостачання в експлуатації знаходиться 151 комплект релейного захисту. Найстаріші пристрої захисту працюють з 1962 року. В основному заявлений термін роботи пристроїв РЗА, як правило становить 25 років. Понад 25 років відпрацювало 32 % всіх пристроїв РЗА. Середній вік пристроїв РЗА складає понад 18 років, що свідчить про вичерпання ресурсу практично на 72%. Частка електромеханічних реле складає понад 28 % всіх пристроїв РЗА. Мікропроцесорні пристрої складають близько 67%.

Станом на 01.01.2019 року в Долинській дистанції РФ «Одеська залізниця» в експлуатації знаходиться 281 комплектів релейного захисту та 8 пристрої автоматики. Пристрої захисту працюють з 2016 року.

Реконструкція пристроїв РЗА та ПА на об’єктах електричних мереж проводяться в комплексі з заміною комутаційного обладнання.

Для мережі 110 (150) кВ передбачається заміна існуючих панелей управління та захисту на шафи управління, автоматики та захисту з використанням пристроїв мікропроцесорного захисту (типу МРЗС-05 або аналог), заміну пристроїв загальної підстанційної сигналізації, кіл оперативного струму, власних потреб із збереженням основних принципів реалізації захисту, покращення візуального контролю за оперативною схемою підстанції завдяки впровадженню дворівневої системи індикації.

Стосовно пристроїв захисту для мережі 35-10 (6) кВ, то на даний час є виробники, які виробляють доволі надійні та з широким функціоналом пристрої РЗА. Враховуючи витрати на сервісне обслуговування чи ремонт, для РФ «Одеська залізниця», доцільно використання пристроїв захисту виробників, що знаходяться в даному регіоні. Це ПАТ «КИЇІПРИЛАД», ТОВ «РЗА СИСТЕМЗ», ТОВ «РЕЛСІС» та ін. Лінійка пристроїв РЗА вказаних виробників практично повністю дозволяє виконати релейний захист та автоматику приєднань 35-10 (6) кВ.

Табл. 8. Перелік та орієнтовні терміни реконструкції РЗА та ПА на ПС 110 кВ

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№**  **п/п** | **Об’єкт системи розподілу** | **Вид будівництва** | **Рік реалізації заходів** | | | | |
| 2020 | 2021 | 2023 | 2024 | 2026 |
| 1 | ТП-41 27,5/10 кВ ст. Цвіткове | Технічне переоснащення | Х |  |  |  |  |
| 2 | ПЖ 10/0,4 кВ ст. Драбове | Технічне переоснащення | Х |  |  |  |  |
| 3 | ПС 110/35/27,5 кВ (ВРП-27,5 кВ) «Завадівка» | Технічне переоснащення |  | Х |  |  |  |
| 4 | ПС 150/35/27,5 кВ (КП) «Фундукліївка» | Технічне переоснащення |  | Х |  |  |  |
| 5 | ТП-89 10/0,4 кВ ст. ім. Т. Шевченка | Технічне переоснащення |  |  | Х |  |  |
| 7 | ТП-ДЦ ст. Тальне | Технічне переоснащення |  |  |  |  | Х |
| 8 | ЦРП-1 10/0,4 кВ ст. ім. Т. Шевченка | Технічне переоснащення |  |  |  |  | Х |
| 9 | ЦРП-10 10/0,4 кВ ст. Гайворон | Технічне переоснащення |  |  |  |  | Х |
| 10 | 150/35/27,5/10 кВ ТП Можарово | Технічне переоснащення | Х |  |  |  |  |
| 11 | 150/35/27,5/10 кВ ТП Олександрія | Технічне переоснащення |  |  |  |  | Х |
| 12 | 35/10/6 кВ ЦРП Знам’янка | Технічне переоснащення |  |  |  | Х |  |
| 13 | 150/35/27,5/10/3,3 кВ "Тимкове" | реконструкція |  |  | Х |  |  |

## Оцінка відповідності параметрів комутаційного обладнання струмам к.з.

Перевірка відповідності нормованих параметрів вимикачів параметрам струмів КЗ та відновлювальної напруги на контактах вимикачів виконується згідно ГКД 34.20.171-96 "Обмеження струмів короткого замикання в електричних мережах 110-154 кВ".

Дані щодо існуючих максимальних струмів КЗ для максимального режиму, який відповідає увімкненому стану всіх генераторів та ліній електропередачі (мережа 110 кВ прийнята в замкненому режимі) наведені в **Додатку Г. Табл. 10**.

Планом розвитку не передбачено заміну вимикачів в зв'язку з перевищення струмів КЗ їх вимикаючої здатності.

# Дані щодо завантаження електричних мереж напругою 20 кВ та вище в характерні періоди їх роботи для нормальних та ремонтних режимів

**13.1. Аналіз існуючих навантажень**

В даному розділі наведені дані щодо існуючих навантажень мінімуму/максимуму літа та зими 2014-2018 років. Основним джерелом потужності в регіональній філії «Одеська залізниця» є тягові підстанції, які розташовані в межах шести областей України, а саме: Одеській, Кіровоградській, Вінницькій, Миколаївській, Херсонській, Черкаській областях.

Мар. 1. Графік зміни максимальних зимових навантажень за період 2014-2018 років   
(Кіровоградська область)

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| |  | | --- | |  | |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Мал. 2. Графік зміни максимальних зимових навантажень за період 2014-2018 років   
(Одеська область)

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| |  | | --- | |  | |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Мал. 3. Графік зміни максимальних зимових навантажень за період 2014-2018 років   
(Вінницька область)

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| |  | | --- | |  | |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |

мал. 4. Графік зміни максимальних зимових навантажень за період 2014-2018 років   
(Миколаївська область)

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| |  | | --- | |  | |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**Мал. 5. Графік зміни максимальних зимових навантажень за період 2014-2018 років (Херсонська область)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| |  | | --- | |  | |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**Мал. 6. Графік зміни максимальних зимових навантажень за період 2014-2018 років (Черкаська область)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| |  | | --- | |  | |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |

На малюнках наведені тільки дані максимуму зимових навантажень 2014 – 2018 рр. неодхідно відмітити коливання навантажень в бік зменшення, крім Херсонської області, де спостерігається ріст навантаження.

**13.2. Розрахунок перспективних навантажень.**

Розрахунок перспективних навантажень Одеської залізниці до 2024 року було проведено відповідно до вимог ГІД 34.20.178:2005 "Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ". За даною методикою розраховується перспективне споживання електроенергії через розрахунок відносного перспективного середньорічного приросту споживання електроенергії.

W(t)=W(0)∙(1+w\_nn )^t,

де W(t) – прогноз споживання електроенергії на t рік, кВт×год/рік; W(0) – споживання електроенергії на початку перспективного періоду, кВт×год/рік; w\_nn – відносний перспективний середньорічний приріст споживання електроенергії; t – рік визначення прогнозу.

Відносний перспективний середньорічний приріст споживання електроенергії, який очікується в майбутньому визначається за виразом:

де w\_nn – відносний річний приріст споживання електроенергії на перспективний період, долі одиниці; w\_pn – відносний ретроспективний приріст споживання електроенергії, долі одиниці; w\_б – мінімальний річний приріст гарантованого споживання електроенергії, долі одиниці.

Для стійкого функціонування економіки та соціальної стабільності гарантований мінімальний приріст споживання електроенергії виробництвом (всі споживачі, крім населення) повинен прийматися не менше 0,5 %, а для населення не менше 1 %.

Відносний ретроспективний приріст споживання електроенергії визначається за виразом:

де w\_pn – відносний ретроспективний приріст споживання електроенергії, долі одиниці; T\_p – кількість років ретроспективного періоду; T – порядковий номер ретроспективного року; W\_pn (T) – споживання електроенергії в поточному номері року ретроспективного періоду, кВт×год.

Згідно п.Е.2 Додатку Е СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-103:2014 перспективний відносний приріст не має бути меншим ніж нуль і більшим ніж подвійний мінімальний приріст споживання електроенергії, та є на рівні:

1% - для населення

0,5% - для промисловості, будівництва, транспорту, сільського та комунально-побутового господарства.

Згідно даних щодо структури споживання електроенергії за 2016-2018 роки частка населення складає 3%, всіх інших споживачів 97%. Враховуючи те, що дані щодо структури споживання в розрізі підстанцій відсутні, приймаємо цю пропорцію для всіх підстанцій.

Тоді максимальний перспективний відносний приріст по кожній окремій ПС розрахуємо так:

Т\_макс=2х(1%∙0,03+0,5%∙0,97)=2%

Далі по кожній ПС порівнюємо отриманий розрахунковий річний темп приросту навантаження з цим граничним значенням. Якщо приріст більший (наприклад, 5%), замість нього застосовуємо темп росту 2%, якщо ні – приймаємо розрахунковий.

В зв'язку з складною економічною ситуацією в країні, реалізація всіх ТУ на 100% малоймовірна, тому, враховуючи також коефіцієнт неоднозначності, було прийнято більш реальний на даний час показник на рівні 15%.

Згідно планів щодо перспективного розвиткуАТ «Укрзалізниця» до 2024 року в межах регіональної філії «Одеська залізниця» заплановано:

* Реконструкція ВРП-110 кВ ПС Берегова із встановленням додаткового трансформатора 110/10 кВ та заміною існуючого обладнання ВРП-110 кВ.
* Технічне переоснащення ЦРП-35/10/6 кВ ПС Знам’янка;
* Технічне переоснащення ВРП-110/27,5 кВ ПС Колосівка;
* Технічне переоснащення ВРП-110 кВ ПС Яструбинове;
* Технічне переоснащення ВРП-150 кВ ПС Помічна;
* Технічне переоснащення ВРП-150 кВ ПС Плетений Ташлик;
* Технічне переоснащення ВРП-150 кВ ПС Сугоклея,

що дозволить збільшити пропускну спроможність ПС та підвищить надійність електропостачання.

**13.3. Аналіз завантаження трансформаторів на ПС 35 та 110 кВ**

Аналіз завантаження трансформаторів було проведено для максимуму зимових навантажень 2018 року.

Як показав аналіз завантаження трансформаторів на підстанціях регіональної філії «Одеська залізниця», в зв'язку з недостатньою трансформаторною потужністю, необхідна установка додаткового трансформатора 110/10 кВ на ПС Берегова для реалізації заходів з приєднання та необхідно провести розрахунок пропускної спроможності ПЛ-110 кВ «Аджалик-1» та «Аджалик-2» .

## 13.4. Аналіз режимів роботи електричних мереж в максимумі літніх та зимових навантажень 2018 року

Аналіз розрахунку режимів проводився для максимуму літніх та зимових навантажень 2018 року.

Згідно НТП ЕС схема електричної мережі повинна забезпечувати надійність електропостачання, при якій у випадку відключення будь-якої лінії зберігається живлення споживачів без обмеження навантаження з дотриманням нормативної якості електроенергії.

Розрахунок режимів для максимуму літніх навантажень 2018 року проводився з врахуванням температури навколишнього середовища +25°С.

В нормальному режимі не виявлено перевантажень елементів мережі. Рівні напруг знаходяться в межах норми.

В аварійному режимі спостерігається перевантаження силових трансформаторів. Підвищення рівнів напруги відбувається шляхом включення додаткової трансформаторної потужності, або шляхом переключення положення РПН на трансформаторах.

В решті режимів немає значних перевантажень мережі та сильних відхилень рівнів напруги.

# Інформація (фактичні та заплановані рівні показників) щодо якості електропостачання (комерційна якість послуг, надійність (безперервність) та якість електроенергії) та заходів, направлених на її підвищення

Згідно Кодексу систем розподілу, який затверджений Постановою НКРЕКП №310 від 14 березня 2018 року, Товариство повинно дотримуватися затверджених Регулятором показників якості електропостачання, які характеризують рівень надійності (безперервності) електропостачання, комерційної якості надання послуг з розподілу електричної енергії та якості електричної енергії.

Надійність (безперервність) електропостачання характеризується кількістю, тривалістю перерв в електропостачанні та обсягом недовідпущеної електричної енергії.

Надійність (безперервність) електропостачання характеризується такими показниками:

1. Індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIDI);
2. Індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIFI);
3. Індекс середньої частоти коротких перерв в електропостачанні в системі (MAIFI);
4. Розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (ENS).

Параметри якості електричної енергії в точках приєднання споживачів у нормальних умовах експлуатації мають відповідати параметрам, визначеним у ДСТУ EN50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загального призначення» (далі-ДСТУ EN 50160:2014).

Показники щодо якості електропостачання (комерційна якість послуг, надійність/безперервність та якість електроенергії) визначає «Порядок забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання», затверджений постановою НКРЕКП від 12.06.2018 р №375. Дотримання цих показників надається до НКРЕКП за формами звітності, затвердженими постановою від 12.06.2018р №374 (рівні показників вказані в формах звітності):

* №12-НКРЕКП(квартальна) «Звіт щодо показників комерційної якості надання послуг з розподілу електричної енергії»;
* №11-НКРЕКП(квартальна) «Звіт щодо показників надійності (безперервності) електропостачання»;
* Дані щодо надійності роботи електричних мереж наведено в Табл. 9.
* Слід зауважити, що на балансі енергокомпанії знаходиться велика кількість морально та фізично зношеного обладнання, термін експлуатації якого вже скінчився і яке потребує зміни. Але внаслідок недостатнього фінансування та значної кількості такого обладнання, Компанія не в змозі виконати весь обсяг необхідної реконструкції та зміни у відповідні терміни. Це приводить до збільшення кількості технологічних порушень в мережі 0,4 та 10(6), 27.5 кВ. Враховуючи те, що ЛЕП 0,4 та 10(6), 27.5 кВ мають найбільший вплив на показники надійності SAIDI та SAIFI. Це так само призводить до погіршення показників надійності в цілому по філії.
* Табл. 9. Надійність роботи електричних мереж

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Показники** | **2014 р.** | **2015 р.** | **2016 р.** | **2017 р.** | **2018 р.** |
| Технологічніпорушення – всього | 298 | 240 | 317 | 301 | 386 |
| у тому числі з вини персоналу | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Аварійнийнедовідпускелектроенергії, тис.кВт.год | 30,4 | 7,8 | 29,01 | 7,1 | 112,1 |
| Відмови І категорії | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| у тому числі з вини персоналу | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Відмови ІІ категорії | 4 | 2 | 1 | 2 | 2 |
| у тому числі з вини персоналу | 0 | 1 | 1 | 0 | 1 |
| Кількістьвідключень на 100 км | 4,74 | 3,8 | 5,03 | 4,78 | 6,14 |

* Розрахунок цільового завдання РФ «Одеська залізниця» АТ «Укрзалізниця» щодо досягнення показників якості послуг (SAIDI та SAIFI) з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами на кожен рік регуляторного періоду.
* ПоказникиSaidi

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Класнапруги** | **Терито-ріальнаналежність** | **2017 рік факт** | **2018 рік факт** | **Факт 6 місяців 2019** | **2020** | **2021** | **2022** | **2023** | **2024** |
| 0,4кВ | місто | 183.3 | 393.9 | 188.1 | 370.1 | 365.2 | 359.4 | 352.1 | 346.5 |
| село | 46.6 | 90.7 | 140.0 | 266.7 | 260.8 | 255.9 | 250.0 | 245.8 |
| 6-10кВ | місто | 270.9 | 189.9 | 104.8 | 185.4 | 180.5 | 175.2 | 169.8 | 165.2 |
| село | 319.8 | 266.5 | 143.3 | 280.0 | 270.7 | 265.5 | 260.3 | 254.7 |
| 35-150кВ | - | 64.8 | 55.7 | 18.7 | 44.3 | 42.1 | 40.3 | 38.4 | 35.5 |

* ПоказникиSaifi

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Класнапруги** | **Терито-ріальнаналежність** | **2017 рік факт** | **2018 рік факт** | **Факт 6 місяців 2019** | **2020** | **2021** | **2022** | **2023** | **2024** |
| 0,4кВ | місто | 0.63 | 1.21 | 0.66 | 1.2 | 1.19 | 1.18 | 1.17 | 1.16 |
| село | 0.11 | 0.22 | 0.21 | 0.21 | 0.20 | 0.19 | 0.18 | 0.17 |
| 6-10кВ | місто | 0.87 | 0.7 | 0.37 | 0.69 | 0.68 | 0.67 | 0.66 | 0.65 |
| село | 0.67 | 0.54 | 0.45 | 0.65 | 0.64 | 0.63 | 0.62 | 0.61 |
| 35-150кВ | - | 0.5 | 0.43 | 0.14 | 0.34 | 0.33 | 0.32 | 0.31 | 0.30 |

* Показники ENS

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Класнапруги** | **Терито-ріальнаналежність** | **2017 рік факт** | **2018 рік факт** | **Факт 6 місяців 2019** | **2020** | **2021** | **2022** | **2023** | **2024** |
| 0,4кВ | місто | 11.7 | 28.9 | 15.8 | 30.0 | 29 | 28 | 27 | 26 |
| село | 1.1 | 2.2 | 3.9 | 3.9 | 3.8 | 3.7 | 3.6 | 3.5 |
| 6-10кВ | місто | 20.1 | 16.8 | 20.8 | 20.0 | 19 | 18 | 17 | 16 |
| село | 8.0 | 6.2 | 6.5 | 11.5 | 11 | 10.5 | 10 | 9 |
| 35-150 кВ | - | 13.1 | 10.0 | 5.1 | 10 | 9.5 | 8.5 | 7 | 6.5 |

* Показники MAIFA

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Класнапруги** | **Терито-ріальнаналежність** | **2017 рік факт** | **2018 рік факт** | **Факт 6 місяців 2019** | **2020** | **2021** | **2022** | **2023** | **2024** |
| 0,4кВ | місто | 0.011 | 0 | 0 | 0.005 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 |
| село | 0.017 | 0 | 0 | 0.002 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 |
| 10кВ | місто | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| село | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 35-150 кВ | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

* Покращення показників SAIDI, SAIFI та ін. планується шляхом проведення робіт з технічного переоснащення (реконструкції) електричних мереж та підстанцій, шляхом заміни морально та фізично застарілого обладнання на нове з використанням енергоефективних технологій, тощо

Постановою НКРЕКП №392 від 14.06.2018 р. «Про затвердження цільових показників надійності (безперервності) електропостачання на 2018 рік» для регіональної філії «Одеська залізниця» були затверджені наступні показники надійності:

* Індекс середньої тривалості довгих перерв (технологічні порушення в мережах ліцензіата та заплановані без попередження споживача) в електропостачанні в системі на рівнях напруги до 0,4-20 кВ для міських населених пунктів на більше – 208 хвилин, фактичні показники за 2018 рік – 145,8 хвилини;
* Індекс середньої тривалості перерв (технологічні порушення в мережах ліцензіата та заплановані без попередження споживача) в електропостачанні в системі на рівнях напруги до 0,4-20 кВ для сільських населених пунктів на більше – 279 хвилин, фактичні показники за 2018 рік – 203,8 хвилин.

На 2019 рік для регіональної філії «Одеська залізниця» Постановою №692 від 11.05.2019 р. затверджені наступні показники:

* Індекс середньої тривалості довгих перерв (технологічні порушення в мережах ліцензіата та заплановані без попередження споживача) в електропостачанні в системі на рівнях напруги до 0,4-20 кВ для міських населених пунктів на більше – 210 хвилин;
* Індекс середньої тривалості перерв (технологічні порушення в мережах ліцензіата та заплановані без попередження споживача) в електропостачанні в системі на рівнях напруги до 0,4-20 кВ для сільських населених пунктів на більше – 293 хвилини.

Для зниження планових показників SAIDI в регіональні філії «Одеька залізниця» на 2020-2024 р. розробляються та впроваджуються наступні заходи:

1. Визначено електроустановки, технологічні порушення на яких дали найбільший приріст по SAIDI, з подальшим розробленням та впровадженням заходів, які спрямовані на зниження показників аварійності.
2. Організовано процес планування, що забезпечує своєчасне (не менше, ніж за 10 днів до виконання робіт) попередження клієнтів про планові відключення за допомогою ЗМІ.
3. Організація системи моніторингу ефективності планування, шляхом зменшення планових робіт без попередження в загальному обсязі планових робіт.
4. Своєчасне та якісне виконання планових робіт з технічного обслуговування та капітального ремонту об’єктів електромереж.
5. Усунення аварійних дефектів в найкоротший час, проведення протиаварійної роботи.
6. Оптимізація та резервування схем живлення.
7. Введення окремих мобільних бригад для здійснення 100 % огляду та дефектування обладнання з використанням тепловізійного контролю. Придбання обладнання для організації мобільних робочих місць та дистанційному обміну інформацією з наявною базою даних (дефекти обладнання, схеми, компоновка, замір навантаження, тощо).
8. Реконструкція протяжних ліній 0,4 кВ з встановленням розвантажувальних ТП.
9. Реконструкція ліній 0,4кВ з заміною неізольованого проводу на СІП.

Нижче наведений перелік пристроїв АВР встановлених на ПС Регіональна філія «Одеська залізниця». В подальшому передбачено встановлення АВР і АПВ на інших ПС, на яких вони відсутні. Що дозволить зменшити кількість відмов, та покращить надійність електропостачання.

Табл. 10. Перелік АВР встановлених в мережі Регіональна філія «Одеська залізниця»

| **Виробничий підрозділ** | **Назва ПС** | **АВР** |
| --- | --- | --- |
|  |  |  |
| «Одеська дистанція електропостачання» | ПС 110/27,5/10 кВ Колосівка | 2×АВР по 27,5 кВ |
| 2×АВР по 10кВ |
| ПС 110/35/27,5 кВ "Сербка" | 2×АВР по 27,5кВ |
| 2×АВР по 10кВ |
| ПС 110/35/27,5 кВ "Куліндорово" | 2×АВР по 27,5кВ |
| 2×АВР по 10кВ |
| ПС 110/35/27,5 кВ "Аккаржа" | 2×АВР по 27,5кВ |
| 3×АВР по 10кВ |
| ПС 110/27,5/10 кВ "Білгород-Дністровський" | 1×АВР по 27,5 кВ |
| 3×АВР по 10кВ |
| ПС 110/27,5/10 кВ "Одеса-Застава-I" | 2×АВР по 27,5кВ |
| 2×АВР по 10кВ |
| ПС 110/27,5/10 кВ "Берегова" | 2×АВР по 27,5кВ |
| 2×АВР по 10кВ |
| «Шевченківська дистанція електропостачання» | ПС 150/35/27,5 кВ «Фундукліївка» | 2×АВР по 27,5кВ |
| 2×АВР по 10кВ |
| ПС 110/35/27,5 кВ «Завадівка» | 2×АВР по 27,5кВ |
| 2×АВР по 10кВ |
| ПС 110/35/27,5 кВ «Шевченко» | 2×АВР по 27,5кВ |
| 3×АВР по 10кВ |
| «Знамянська дистанція електропостачання» | Знам’янка 150/35/27,5/10 | 2×АВР по 150кВ (Т) |
| 2×АВР по 35кВ (РПТ) |
| 2×АВР по 27,5кВ (ТСН) |
| 2×АВР по 10кВ (СЦБ) |
| Олександрія 150/35/27,5/10 | 2×АВР по 150кВ (Т) |
| 2×АВР по 35кВ (РПТ) |
| 2×АВР по 27,5кВ (ТСН) |
| 2×АВР по 10кВ (СЦБ) |
| Можарово 150/35/27,5/10 | 2×АВР по 35кВ (РПТ) |
| 2×АВР по 27,5кВ (ТСН) |
| 2×АВР по 10кВ (СЦБ) |
| «Херсонська дистанція електропостачання» | ТП-264 станція Зелений Гай | 2×АВР по 10кВ |
| ТП-284 станція Мішкове | 2×АВР по 10кВ |
| ЦРП-47 станція Снігурівка | 3×АВР по 10кВ |
| ТП-3 станція Горохівка | 1×АВР по 10кВ |
| ТП-1 станція Новий Буг | 1×АВР по 10кВ |
| ТП-726 станція Кульбакине | 2×АВР по 10кВ |
| ТП-633 станція Херсон | 1×АВР по 10кВ |
| МКФН-14 міст 175 км (Аргон) | 1×АВР по 10кВ |
| МКФН-211 станція Олешки | 1×АВР по 10кВ |
| ЗТП-35 станція Великі Копані | 1×АВР по 10кВ |
| ЗТП-195станція Біла Криниця | 2×АВР по 10кВ |
| «Долинська дистанція електропостачання» | Осикувата 154/35/27,5/10 | 1×АВР по27,5 кВ |
| 1×АВР по 10 кВ |
| Сугоклея 154/35/27,5/10 | 1×АВР по 27,5кВ |
| 1×АВР по 10 кВ |
| Тимкове 154/35/27,5/10/3,3 | 1×АВР по 10 кВ |
| Шарівка 154/35/27,5 | 1×АВР по 27,5кВ |
|  |
| 1×АВР по 10 кВ |
|  |  |  |
| «Подільська дистанція електропостачання» | 110/27,5/10 кВ ТП Роздільна | 1×АВР по 10кВ |
| 110/27,5/10 кВ ТП Затишшя | 2×АВР по 10кВ |
| 110/27,5/10 кВ ТП Чубівка | 2×АВР по 10кВ |
|  |
|  |
| 110/27,5/10 кВ ТП Слобідка | 2×АВР по 10кВ |
| 110/27,5/10 кВ ТП Попелюхи | 2×АВР по 10кВ |
| 110/27,5/10 кВ ТП Вапнярка | 2×АВР по 10кВ |
| 110/27,5/10 кВ ТП Балта | 2×АВР по 10кВ |
| 110/27,5/10 кВ ТП Любашівка | 2×АВР по 10кВ |
| 154/27,5/10 кВ ТП К. Міст | 2×АВР по 10кВ |
| «Помічнянська дистанція електропостачання» | Плетений Ташлик 150/35/27,5/10 | 2×АВР по 10 кВ |
| Помічна 150/35/27,5/10 | 5×АВР по 10 кВ |
| Кавуни 150/35/27,5 | 2×АВР по 10 кВ |
| Яструбинове 110/27,5/10 | 2×АВР по 10 кВ |

Реклоузери в мережах Регіональна філія «Одеська залізниця» не застосовуються

Встановлення реклоузерів в мережах Регіональна філія «Одеська залізниця» на період 2020-2024 років не заплановано.

# Інформащія щодо розміщення пристроїв фіксації/аналізу показників якості електроенергії та планів щодо їх встановлення

На поточний момент моніторинг показників якості електроенергії (далі ПЯЕ) здійснюється за допомогою пересувних трифазних приладів для вимірювання ПЯЕа саме: Metrel MI 2892, PNA 296, EDL 175 XR.

Оператор системи розподілу проводять моніторинг якості електричної енергії в системі розподілу з дотриманням вимог Кодексу систем розподілу, зокрема щодо вимірювання наступних параметрів: частоти, напруги, небалансу напруги, напруги гармонік, флікерів, фіксації провалів напруги та перенапруги.

Період часу, протягом якого здійснюється вимірювання якості електричної енергії у випадку встановлення переносного засобу, становить не менше одного тижня.

У відповідності з вимогами ДСТУ 13109-97, вимірювання ПЯЕ по регіональної філії «Одеська залізниця» у відповідності з п. 6.3.4 та п.6.3.5 буде виконуватись згідно затвердженого графіка, який наведено нижче

Графік встановлення приладів фіксації/аналізу показників якості електроенергії

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № з/п | Найменування виробничого підрозділу | Найменування підстанції | Дата виконання вимірювань | Точки вимірювань |
| 1 | ЕЧ-1 Одеська дистанція електропостачання | ПС Колосівка | Березень | І,ІІ СШ 110 кВ |
| Березень | І,ІІ СШ 27,5 кВ |
| Березень | І,ІІ СШ 10 кВ |
| 2 | ПС Сербка | Квітень | І,ІІ СШ 110 кВ |
| Квітень | І,ІІ СШ 35 кВ |
| Квітень | І,ІІ СШ 27,5 кВ |
| 3 | ПС Куліндорове | Травень | І,ІІ СШ 110 кВ |
| Травень | І,ІІ СШ 35 кВ |
| Травень | І,ІІ СШ 27,5 кВ |
| 4 | ПС Аккаржа | Червень | І,ІІ СШ 110 кВ |
| Червень | І,ІІ СШ 35 кВ |
| Червень | І,ІІ СШ 27,5 кВ |
| 5 | ПС Білгород-Дністровський | Липень | І,ІІ СШ 110 кВ |
| Липень | І,ІІ СШ 27,5 кВ |
| Липень | І,ІІ СШ 10 кВ |
| 6 | ПС Одеса-Застава І | Серпень | І,ІІ СШ 110 кВ |
| Серпень | І,ІІ СШ 27,5 кВ |
| Серпень | І,ІІ СШ 10 кВ |
| 7 | ПС Берегова | Вересень | І,ІІ СШ 110 кВ |
| Вересень | І,ІІ СШ 27,5 кВ |
| Вересень | І,ІІ СШ 10 кВ |
| 8 | ЕЧ-2 Шевченська дистанція електропостачання | ПС Фундукліївка | Квітень | І,ІІ СШ 150 кВ |
| Червень | І,ІІ СШ 35 кВ |
| Вересень | І,ІІ СШ 10 кВ |
| 9 | ПС Завадівка | Березень | І,ІІ СШ 110 кВ |
| Травень | І,ІІ,ІІІ СШ 35 кВ |
| Липень | І,ІІ СШ 10 кВ |
| 10 | ПС Шевченко | Лютий | І,ІІ СШ 110 кВ |
| Жовтень | І,ІІ,ІІІ СШ 10 кВ |
| 11 | ЕЧ-3 Знам’янська дистанція електропостачання | ПС Знам’янка | Серпень | І,ІІ СШ 150 кВ  І,ІІ СШ 35 кВ |
| Лютий | І,ІІ СШ 27,5 кВ  І,ІІ СШ 10 кВ |
| 12 | ПС Олександрія | Серпень | І,ІІ СШ 150 кВ  І,ІІ СШ 35 кВ |
| Лютий | І,ІІ СШ 27,5 кВ  І,ІІ СШ 10 кВ |
| 13 | ПС Можарово | Серпень | І,ІІ СШ 150 кВ  І,ІІ СШ 35 кВ |
| Лютий | І,ІІ СШ 27,5 кВ  І,ІІ СШ 10 кВ |
| 14 | ЕЧ-5 Долинська дистанція електропостачання | ПС Осикувата | Червень | І,ІІ СШ 150 кВ |
| Грудень | І,ІІ СШ 35 кВ |
| 15 | ПС Сугоклея | Червень | І,ІІ СШ 150 кВ |
| Грудень | І,ІІ СШ 35 кВ |
| 16 | ПС Тимкове | Червень | І,ІІ СШ 150 кВ |
| Грудень | І,ІІ СШ 35 кВ |
| 17 | ПС Шарівка | Червень | І,ІІ СШ 150 кВ |
| Грудень | І,ІІ СШ 27,5 кВ |
| 18 | ЕЧ-6 Подільська дистанція електропостачання | ПС «Роздільна» | Січень | СШ 110 кВ |
| Липень | СШ 27,5 кВ |
| 19 | ПС «Затишшя» | Лютий | І,ІІ СШ 110 кВ |
| Серпень | І,ІІ СШ 27,5 кВ |
| 20 | ПС «Чубівка» | Березень | І,ІІ СШ 110 кВ  І,ІІ СШ 27,5 кВ |
| Вересень | І СШ 10 кВ |
| 21 | ПС «Слобідка» | Квітень | І,ІІ СШ 110 кВ |
| Жовтень | І,ІІ СШ 27,5 кВ |
| 22 | ПС «Попелюхи» | Травень | І,ІІ СШ 110 кВ |
| Листопад | І,ІІ СШ 27,5 кВ |
| 23 | ПС «Вапнярка» | Червень | І,ІІ СШ 110 кВ |
| Грудень | І,ІІ СШ 27,5 кВ |
| 24 | ПС «Балта» | Січень | І,ІІ СШ 110 кВ  І,ІІ СШ 27,5 кВ |
| Липень | І,ІІ СШ 10 кВ |
| 25 | ПС «К. Міст» | Лютий | І,ІІ СШ 110 кВ |
| Серпень | І,ІІ СШ 27,5 кВ |
| 26 | ЕЧ-8 Помічнянська дистанція електропостачання | ПС Плетений Ташлик | Червень | І,ІІ СШ 150 кВ  І,ІІ СШ 35 кВ |
| Грудень | І,ІІ СШ 10 кВ |
| 27 | ПС Помічна | Червень | І,ІІ СШ 150 кВ  І,ІІ СШ 35 кВ |
| Грудень | І,ІІ СШ 10 кВ |
| 28 | ПС Кавуни | Червень | І,ІІ СШ 150 кВ |
| Грудень | І,ІІ СШ 35 кВ |
| 29 | ПС Яструбинове | Червень | І,ІІ СШ 110 кВ |
| Грудень | І,ІІ СШ 27,5 кВ |

# Інформація щодо запланованого виведення обладнання системи розподілу з експлуатації та оцінка впливу такого виведення

В період 2020-2024 років виведення обладнання по регіональні філії «Одеська залізниця» з експлуатації не планується.

# Плани в частині заходів з компенсації реактивної потужності

У період 2020-2024 рр. заходів з компенсації реактивної потужності по об’єктам регіональної філії «Одеська залізниця» - не заплановано**.**

# Плани в частині улаштування "інтелектуального" обліку електричної енергії

Одним із важливих напрямків розвитку діяльності Регіональна філія «Одеська залізниця» є впровадження інтелектуального обліку електричної енергії та модернізація існуючої системи комерційного та технічного обліку електроенергії.

На сьогоднішній день, із загальної кількості однофазних лічильників, що використовуються в Регіональна філія «Одеська залізниця» для визначення кількості електроенергії відпущеної споживачам, невелику частку складають лічильники індукційного типу з класом точності 2,5.

Індукційні електролічильники мають ряд недоліків:

* По-перше, не виконуються вимоги вертикального розташування лічильників, що викликає додаткову погрішність для лічильника класу точності 2.5+(-) рівної 0,67%. Відхилення від вертикального положення практично неможливо виміряти, воно може бути допущене з моменту установки лічильника.
* По-друге, допустима похибка індукційних лічильників починається з 10% номінального струму. Це призводить до того, що діючі лічильники перебувають за межами навантажень 110-120 Вт, що мають місце в побуті. Навіть при роботі з навантаженнями 100 Вт припустима похибка лічильника згідно Держстандарту 6570-75 складає 4,5%, що не може влаштовувати компанію з погляду достовірності обліку.

При модернізації діючого парку лічильників, варто звернути увагу на лічильники електронного типу. Для таких лічильників характерна підвищена точність (можливо досягти точності 1.0), можливість фіксувати дуже маленькі навантаження (від 5,5 Вт), повна просторова незалежність, велика захищеність від зовнішнього впливу на точність роботи. Таким чином, передбачається заміна діючого парку лічильників із класом точності 2.5 на сучасні з класом точності не нижче 1.0, що мають захист від розкрадання електроенергії і виключення з експлуатації лічильників із простроченими термінами держповірки.

Для прикладу, якщо по інвестиційній програмі буде щороку виділятися не менше 2000 однофазних лічильників з передачею даних (PLC), то кількість засобів обліку з класом точності 2,5 буде зменшуватися приблизно на 2100 приладів обліку. Враховуючи те, що коштів на придбання додаткових лічильників виділятися не буде, Товариство зможе вилучити лічильники з класом точності 2,5 в кількості 9365 (станом на 01.01.2019 р.) приблизно за 8 років. Для того, щоб Товариство змогло вилучити лічильники з класом точності 2,5 впродовж 4 років, необхідно щороку виділяти по інвестиційній програмі не менше 3500 електронно-механічних лічильників.

Система інтелектуального обліку має значну кількість переваг та дозволяє здійснювати наступні функції:

* дистанційне одержання від кожної точки виміру (вузла обліку) відомостей про відпущену або спожиту електроенергію;
* контроль параметрів електроенергії, яка поставляється, для виявлення та реєстрації їх відхилень від договірних значень;
* виявлення фактів несанкціонованого втручання в роботу приладів обліку або зміни схем підключення споживача;
* нарахування суми оплати на основі реальних показань без будь-якого переоцінювання і донарахування;
* аналіз технічного стану й відмов приладів обліку;
* розрахунки внутрішньо-об'єктного балансу надходження й споживання енергоресурсів з метою виявлення технічних і комерційних втрат і впровадження заходів щодо ефективного енергозбереження;
* здійснення дистанційного відключення (обмеження) споживача за неплатежі (або невнесену передоплату за споживану електроенергію) без використання комутаційного устаткування споживача;
* інтеграція з білінговими системами.

Водночас, встановлення лічильників, що мають функцію автоматичної дистанційної передачі даних, надають власнику безліч переваг.  
Переваги системи для користувачів:

* облік електричної енергії по зонах доби. Не зменшуючи споживання електрики, споживачі можуть зекономити до 50% за рахунок переходу на зонний облік. Оскільки в нічний час  електрична енергія дешевша, при наявності лічильника з передачею даних можна відчутно зменшити рахунок;
* вирішення спірних ситуацій – свідчення по лічильнику можуть фіксуватися кожен день. Подібна схема передачі даних дозволяє виключити конфліктні ситуації, якщо виникли проблеми з квитанціями або передача інформації абонентом здійснюється нерегулярно;
* контроль показань – облікові прилади надають можливість знімати показники з місць, які споживач відвідує рідко, наприклад, з орендної квартири, гаража або дачного будинку;
* вчасна та точна передача показів електричної енергії з лічильника в розрахункові центри (без залучення персоналу та споживача). Практичність і економія часу – користувачеві не потрібно витрачати час і зусилля на зняття показань, черги біля кас або передачу інформації за допомогою стандартних способів. Особливо цю функцію оцінять ті, хто регулярно забуває відправити показники;
* спрощення монтажу за рахунок відсутності необхідності прокладати додаткові інформаційні кабелі для збору даних (збереження інтер’єру приміщення);
* високошвидкісний інформаційний обмін;
* дуже швидке розгортання мережі – мережа може бути розгорнута на будь-якій ділянці, на якій є лінії електропостачання;
* cтабільніший зв'язок.

З точки зору зниженні втрат сучасні лічильники що мають можливість об’єднуватись в систему АСКОЕ мають такі важливі функції:

* передача енергопостачальнику інформації про спробу споживача безоплатно споживати електроенергію шляхом заземлення електропроводки;
* фіксація в пам’яті дати та часу короткочасних небалансів на фазі (допомагає виявляти накиди на ПЛ 0,4 кВ).

Відповідно до Третього енергетичного пакету у Європейському Союзі діє програма розвитку "інтелектуальних" мереж "Технологічна платформа Smart Grid для Електричних Мереж Майбутнього в Європі", згідно з якою 80% європейських споживачів до 2020 р. має бути оснащено "розумними" приладами обліку, а до 2022 р. – 100% споживачів.

В **Додатку Г. Табл. 11**наведені дані щодо технічного стану засобів обліку.

У зв’язку зі збільшенням кількості точок інтелектуального обліку виникне потреба у придбанні додаткового (додаткових) серверів на верхньому рівні АСКОЕ.

Впровадження системи АСКОЕ передбачає "Концепція впровадження АСКОЕ побутових споживачів в Регіональна філія «Одеська залізниця».

Впровадження системи АСКОЕ Регіональна філія «Одеська залізниця» направлено на створення можливості одночасного вимірювання та обліку кількості енергії та енергоресурсів різного роду по територіально розподіленим точкам обліку з передачею інформації в реальному часі.

Основними чинниками вибору першочерговості улаштування автоматизованих систем обліку мають бути:

* Енерговузли з найбільшим відсотком втрат електричної енергії;
* Енерговузли з обмеженим доступом до приладів обліку;
* Найбільш енергоємні вузли;
* Енерговузли з низькою якістю електропостачання.

Завдання впровадження систем АСКОЕ побутових споживачів набуває на сьогоднішній день все більшої актуальності. Це пов’язано з постійним зростанням тарифів на електроенергію і як наслідок почастішанням фактів неплатежів і розкрадання електроенергії.

Мова йде про по квартирний облік в багатоповерхових житлових будинках, а також про облік в будинках приватного сектора, котедж них селищах і гаражах. При організації обліку побутових споживачів на об’єктах виникає традиційний набір проблем:

* Велика кількість приладів обліку (мова може йти про десятки і сотні тисяч точок обліку);
* Великий обсяг монтажних робіт, пов'язаний з установкою приладів обліку і прокладанням ліній зв’язку;
* Складність організації зберігання, обробки і аналізу великої кількості показників;
* Низька оперативність збору показників з великої кількості територіально віддалених приладів;
* Великі фінансові вкладення на розгортання системи.

Тому було прийнято рішення про розробку концепції підвищення енергоефективності та підходів до встановлення багатофункціональних лічильників (впровадження АСКОЕ) Регіональна філія «Одеська залізниця».

Організацію АСКОЕ, умовно, можна розділити на 2 рівні:

1-й рівень. Система автоматизації системи обліку електричної енергії на ПС, ТП, РП (електроустановки напругою вище 1000 В):

При реконструкції підстанції 6-10 кВ АСКОЕ організувати на базі приладів обліку типу SL, ACE (лічильники повинні бути обладнані 485 портом).

Лічильники об’єднуються в систему за допомогою мережевого кабелю з підключенням до комунікаційного модулю ТС-485 або іншого комунікаційного терміналу GSM або GPRS.

2-й рівень. Система автоматизації системи обліку електричної енергії на ТП, РП (електроустановки напругою до 1000 В):

Для організації автоматизованої системи обліку електроенергії у мережах 0,4 кВ планується застосування приладів обліку, які обладнано PLC-модемами та/або радіо-модемами, дані прилади обліку будуть встановлюватись у побутових споживачів, юридичних споживачів. Інформація з приладів обліку отримується контролером збору даних та/або маршрутизатором, який встановлюється в ТП на шинах 0,4 кВ. Необхідно враховувати, що кількість споживачів, які приєднані до однієї ТП не повинна перевищувати 1000 штук.

Впровадження системи побутових споживачів забезпечить для Регіональна філія «Одеська залізниця» зчитування даних з приладів обліку з мінімальним залученням персоналу, дозволить коректно виставляти рахунки для споживачів, надасть можливість отримання даних про спожиту електричну енергію у "проблемних" споживачів.

Отже, впровадження системи АСКОЕ - один з ефективних методів боротьби з комерційними втратами електроенергії.

Подальші плани з улаштування "інтелектуального" обліку електричної енергії наведено нижче.

Табл. 11. Плани, щодо влаштування "інтелектуального" обліку в мережах 0,4 кВ

| **Назва приладу** | **Од.  вимір.** | **Рік впровадження** | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **2020** | **2021** | **2022** | **2023** | **2024** |
| Прилади передачі даних з функцією PLC передачі даних | шт. | 12 | 19 | 16 | 23 | 48 |
| Однофазні лічильники з функцією PLC передачі даних | шт. | 1762 | 2450 | 2214 | 2658 | 2806 |
| Трифазні лічильники з функцією PLC передачі даних (прямого включення) | шт. | 56 | 452 | 523 | 752 | 658 |
| Трифазні лічильники з функцією GSM передачі даних (трансформаторного включення) | шт. | 63 | 89 | 110 | 100 | 100 |

Плани щодо влаштування балансового обліку наведені в **Додатку Г. Табл. 12.**

Інвестиції в інтелектуальні системи обліку обґрунтовуються очікуваним зниженням експлуатаційних витрат розподілу електроенергії, зокрема, через усунення витрат на зчитування показань приладів обліку, зменшення обсягу розкрадання електроенергії. Здійснюється також дистанційна активація та деактивація послуг, більш швидке виявлення перерв електропостачання та ефективна боротьба з неплатниками. При цьому буде створено умови щодо можливості переведення споживачів на диференційовані за періодами часу тарифи.

# Заходи з розвитку телемеханізації

**Існуючій стан телемеханізації в межах регіональної філії «Одеська залізниця» АТ «Укрзалізниця»**

Станом на 2019 рік системами управління об’єктами електропостачання забезпечені 100 % тягових підстанцій, трансформаторні підстанції, ПЛ-ДПР-27,5 кВ та ПЛ-ПЕ-10 кВ в межах шести областей України.

У 2016 році було виготовлено проект на побудову в регіональній філії «Одеська залізниця» системи верхнього рівня, а в 2017 році цей проект реалізовано у повному об’ємі. В системі реалізовано наступні функції:

* Координація оперативного керівництва експлуатацією пристроїв електропостачання;
* Прийом оперативної сигналізації в режимі «ОНЛАЙН» щодо стану пристроїв електропостачання, положення комутаційної апаратури, телевимірювання рівнів напруги та струмів навантажень на цих пристроях;
* обробка оперативно-технологічної інформації (прийом заявок на виконання робіт з енергодиспетчерських пунктів дистанцій електропостачання, погодження та організація робіт).

Програмне забезпечення дорожнього енергодиспетчерського пункту відповідає вимогам діючих стандартів в області інформаційних технологій і вимогам у відповідності з діючими нормативними актами в області електропостачання.

Відображення сигналізації та телевимірювань здійснюється на трьох видах схем: структурній схемі залізниці з виводом сигналізації нормального положення об’єктів і аварійних сигналів; мнемонічній схемі з відображенням повної інформації стану об’єктів ТС, ОПС; схемах зовнішнього електропостачання.

На протязі 2005 - 2016 рр проводилась заміна морально та фізично застарілих систем телемеханіки типу «Нива» та «Лісна» на систему «Лоза».

Технічна база системи – мікропроцесорні та мікроелектронні компоненти. У склад системи входить система телемеханіки і АРМ енергодиспетчера.

Організація каналів звязку, яка використовується в АСУ, реалізована з урахуванням можливості поетапної заміни діючих систем телемеханіки. Максимальна кількість частотних каналів для лінії зв’язку ТС та лінії зв’язку ТУ складає не більше 19-ти (16 для ВЧ каналу). Максимальна швидкість передачі інформації в кожному узкополосному каналі – 100 бод. Апаратура зв’язку складається з цифрових сигнальних процесорів, які забезпечують цифрову обробку сигналів в лінії зв’язку. Ця функція дає можливість реалізації різних протоколів зв’язку шляхом зміни програмного забезпечення апаратури зв’язку та не потребує змін програмного забезпечення.

Апаратура контролюємих пунктів (КП) уніфікована для всих типів КП і включає модуль зв’язку (ведучий) і декілька відомих модулей ТУ-ТС або модулів телевимірювань (ТМ), блок живлення.

Модуль зв’язку забезпечує зв'язок з диспетчерським пунктом і функціональними модулями, встановленими на КП. Реалізована функція вимірів та цифрового регулювання рівнів вихідного та вхідного сигналів.

Апаратура диспетчерського пункту включає адаптер зв’язку, щит сигналізації та управління на базі TFT моніторів (або відео стіна), персональний комп’ютер.

На даний час системою телемеханіки типу «Лоза» обладнані наступні енергодиспетчерські пункти:

**1. Одеська дистанція електропостачання.**

1.1. енергодиспетчерське коло Роздільна – Одеса- Б.Дністровський;

1.2. енергодиспетчерське коло Колосівка – Одеса.

**2. Шевченківська дистанція електропостачання.** енергодиспетчерське коло (дільниця Миронівка – П’ятихатки).

**3. Знамʹянська дистанція електропостачання.** енергодиспетчерське коло, Пятихатське коло.

**4.** **Долинська дистанція електропостачання**. енергодиспетчерське коло, Бобринецький напрямок.

**5. Помічнянська дистанція електропостачання.** енергодиспетчерське коло, Помічна – Колосівка.

План розвитку комплексу ТМ на 2020-2024 рр складається з двох етапів:

1.1. Заміна морально та фізично застарілої системи телемеханіки типу «Лісна» на систему ТМ типу «Лоза» на енергодиспетчерському колі Знамʹянської дистанції електропостачання, Кіровське коло.

Компанією розроблена проектно-кошторисна документація. В наявності позитивний експертний звіт. Проектно-кошторисна документація затверджена у 2019 році.

1.2. Заміна морально та фізично застарілої системи телемеханіки типу «Лісна» на систему ТМ типу «Лоза» на енергодиспетчерському колі Подільської дистанції електропостачання, Вапнярське коло.

Компанією розроблена проектно-кошторисна документація. В наявності позитивний експертний звіт. Проектно-кошторисна документація затверджена у 2019 році.

1.3. Заміна морально та фізично застарілої системи телемеханіки типу «Лісна» на систему ТМ типу «Лоза» на енергодиспетчерському колі Подільської дистанції електропостачання, Роздільнянське коло.

1.4. Заміна морально та фізично застарілої системи телемеханіки типу «Лісна» на систему ТМ типу «Лоза» на енергодиспетчерському колі Подільської дистанції електропостачання, Первомайське коло.

Заміна систем телемеханіки передбачена Концепцією реформування системи енергодиспетчерського управління локальними і технологічними електричними мережами залізниць України, яка затверджена Правлінням АТ УЗ у 2013 році.

2. Влаштування нової системи телемеханіки на енергодиспетчерському колі Херсонської дистанції електропостачання в період проведення електрифікації напрямків Долинська – Миколаїв, Колосівка – Миколаїв, Миколаїв –Херсон згідно програми електрифікації залізниць України

Табл. 12. Заплановані об’єми реалізації ТМ в 2020-2025 роках

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Назва ЕЧЦ | наявність каналу зв’язку | діюча система ТМ | ТМ, яку планується встановити | рік впровадження |
| Кіровське коло, Знамʹянська дистанція електропостачання | магістральний кабель зв’язку | ТМ «Лісна» | ТМ «Лоза» | 2020 |
| Вапнярське коло, Подільська дистанція електропостачання | магістральний кабель зв’язку | ТМ «Лісна» | ТМ «Лоза» | 2020 |
| Роздільнянське коло, Подільська дистанція електропостачання | магістральний кабель зв’язку | ТМ «Лісна» | ТМ «Лоза» | 2021 |
| Первомайське коло, Подільська дистанція електропостачання | магістральний кабель зв’язку | ТМ «Лісна» | ТМ «Лоза» | 2021 |

# Фактичні та прогнозні витрати електроенергії в системі розподілу та заходи, направлені на їх зниження

Основними причинами значних фактичних втрат електроенергії в електромережах Компанії є:

* фізична та моральна зношеність обладнання;
* крадіжки електроенергії споживачами;
* вільний продаж пристроїв, які впливають на роботу лічильників, створення режиму перекомпенсації у неробочий час;
* застосування електролічильників з закінченим терміном держповірки, а також робота вимірювальних трансформаторів струму та напруги, які не відповідають класам точності;
* недосконалість схем обліку у багатоповерхових будинках;
* недосконалість нормативно-правової бази;
* складна схема зовнішнього енергопостачання споживачів, що не дає можливість терміново вирішити питання встановлення у ТП електролічильників для перевірки балансу відпущеної та спожитої електроенергії;
* втрати, які обумовлені заниженням корисного відпуску електроенергії:
* втрати, обумовлені наявністю безгосподарних споживачів (гуртожитки, житлові будинки, які не знаходяться на балансі підприємств);
* втрати, які обумовлені наявністю сезонної складової;
* втрати, які обумовлені неодночасністю зняття показів по периметру Компанії та у споживачів.

До основних заходів, які дозволили значно знизити втрати електроенергії у Компанії відносяться:

* вдосконалення системи розрахункового обліку електроенергії по межі балансової належності зі споживачами;
* встановлення закритих комплексів обліку електроенергії з електронними лічильниками з підключенням до мережі ізольованим дротом;
* ліквідація безоблікового споживання електроенергії у побутових споживачів;
* заміна однофазних електролічильників з простроченим терміном Держповірки;
* заміна трифазних електролічильників з простроченим терміном Держповірки;
* заміна однофазних електролічильників класу 2,5;
* встановлення магнітних індикаторів у побутових та юридичних споживачів;
* проведення закриття доступу та пломбування трансформаторів струму та дооблікових ланцюгів у споживачів одноразовими пломбами;
* проведення рейдів по виявленню крадіжок та щомісячним зняттям показів електролічильників;
* реконструкція електричних мереж 0,4 кВ з заміною неізольованого на ізольований самоутримуючий дріт у населених пунктах.

Звіт щодо втрат електричної енергії за період 2014-2018 рр. наведено у Табл. 13.

Табл. 13. Існуючі втрати електричної енергії на її передачу

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Рік** | **2018** | **2019** | **2020** | **2021** | **2022** |
| Сальдоване надходження, млн. кВт\*год | 1 409,7 | 1 444,9 | 1 481,0 | 1 518,1 | 1 556,0 |
| Фактичні ТВЕ, млн. кВт\*год | 56,3 | 57,5 | 58,9 | 60,2 | 61,6 |
| Фактичні ТВЕ, % | 3,99% | 3,98% | 3,97% | 3,96% | 3,95% |

В Регіональна філія «Одеська залізниця» організована робота з пофідерного аналізу балансу потужності для виявлення можливих втрат електричної енергії (комерційної складової втрат). Пофідерний аналіз дає можливість ідентифікувати втрати електричної енергії в мережах 10-0,4 кВ, виявляти порушення ПРРЕЕ, виявляти безоблікове споживання електричної енергії та оптимально планувати роботи з метою зменшення втрат електричної енергії. Разом з тим ідентифікація витрат дає можливість порахувати різницю між обсягом відпуску електричної енергії на фідері 10-0,4 кВ та обсягом корисного відпуску електроенергії споживачам, що заживлені від даного фідера.

Зменшення втрат в мережі у порівнянні з нормативними пов’язане також з реалізацією нового будівництва та реконструкції електричних мереж ОСР (заходи наведені в розділах 27-28 Плану розвитку).

Заходи зі зниження нетехнічних витрат

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № | Назва заходу | Примітка |
| **Організаційні заходи** | | |
| 1 | Вимкнення трансформаторів у режимах малих навантажень на  2-х тр-них підстанціях. | Захід виконують у випадку, якщо зменшення втрат неробочого ходу перевищує збільшення навантажувальних втрат, що відбувається при цьому. Таке вимкнення може здійснюватися як у години нічних провалів навантаження, так і в періоди його сезонного зниження. |
| 2 | Вимкнення тр-ів з сезонним навантаженням. |
| 3 | Вирівнювання навантажень фаз в ел. мережах 0.4 кВ. | Нерівномірне навантаження фаз не тільки збільшує втрати електроенергії у лініях 0,38 кВ, але й створює додаткові втрати за рахунок проходження струму по нульовому проводу. Вирівнювання навантажень фаз в електричних мережах 0,38 кВ у випадку систематичної несиметрії роблять шляхом переключення частини абонентів з перевантажених фаз на недовантажені. |
| 4 | Вирівнювання навантажень фаз в ЕМ 0,38 кВ. | Нерівномірне навантаження фаз не тільки збільшує втрати електроенергії у лініях 0,38 кВ, але й створює додаткові втрати за рахунок проходження струму по нульовому проводу. Вирівнювання навантажень фаз в електричних мережах 0,38 кВ у випадку систематичної несиметрії роблять шляхом переключення частини абонентів з перевантажених фаз на недовантажені. |
| 5 | Зниження витрат електроенергії на власні потреби підстанцій. | Економія витрат електроенергії на власні потреби забезпечується раціоналізацією режимів роботи електрообігріву виробничого приміщення підстанцій та обігріву приводів вимикачів ВРУ, оптимізацією режимів роботи вентиляторів обдуву трансформаторів тощо. Заплановане зниження витрат електроенергії на власні потреби підстанцій визначається, враховуючи досвід минулих років і прогнозованого обсягу заходів з економії витрат електроенергії на власні потреби за плановий період. |
| **Технічні заходи** | | |
| 4 | Замiна вiдгалуження ПЛ-0,4 кВ до будинків. | Фактичне зниження втрат електроенергії під час проведення цього заходу визначається сумою знижень втрат у відгалуженнях. |
| 5 | Замiна пеpевантажених силових тр-рiв | Заміну перевантажених трансформаторів на підстанціях здійснюють якщо коефіцієнт завантаження трансформаторів (у відносних одиницях, далі – в.о.) більше верхньої межі економічно доцільного завантаження. |
| 6 | Замiна недовантажених силових тр-рiв | Заміна недовантаженого трансформатора, у разі неможливості його вимкнення, трансформатором меншої потужності здійснюється, якщо прогнозований на 4-5 років коефіцієнт його завантаження в режимі найбільших навантажень менше нижньої межі економічно доцільних завантажень, а установлення трансформатора меншої потужності не призведе до його перевантаження в нормальному (а для двотрансформаторних підстанцій – і в післяаварійному) режимі. |
| 7 | Заміна проводів на перевантажених лініях. Замiна неізольованих проводів ПЛ на самоутримний ізольваний провід (СІП) | Фактичне зниження втрат електроенергії, за рахунок збільшення перетину провода |

Організаційно-технічні заходи (ОТЗ) розробляються згідно галузевого нормативного документу «Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зниження» (ГНД 34.09.204-2004).

Організаційні заходи – це заходи, які забезпечують зниження втрат електроенергії за рахунок оптимізації схем і режимів роботи електричних мереж і електростанцій, удосконалювання їх технічного обслуговування.

Технічні заходи – це заходи щодо будівництва і реконструкції електричних мереж, що забезпечують зниження втрат електроенергії.

Прогноз проведення організаційно-технічних заходів на 2020-2024рp.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Типовий перелік** | **Рік** | | | | |
| **ОТЗ** | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
| **1. Організаційні заходи** | 536,593 | 537,976 | 539,030 | 269,021 | 539,037 |
| 1.1. Вимкн. тр-рів у режимах малих навантажень. Вимкн. тр-рів на ПС із сезон. навантаженням. | 521,78 | 523,341 | 524,147 | 253,853 | 523,995 |
| 1.2. Зниження витрат е.е. на власні потреби підстанцій. | 6,152 | 5,742 | 5,95 | 6,057 | 5,64 |
| 1.3 Вирівнювання навантажень фаз в ЕМ 0,38 кВ. | 7,516 | 7,812 | 8,014 | 8,115 | 8,41 |
| 1.4 Зниження витрат е.е. на власні потреби | 0,55 | 0,52 | 0,35 | 0,41 | 0,44 |
| 1.5 Усунення неякісних з'єднань проводів ліній. | 0,595 | 0,561 | 0,5695 | 0,5865 | 0,5525 |
| **2. Технічні заходи** | 12,085 | 10,13 | 9,869 | 12,452 | 15,668 |
| 2.1. Замiна неізольованих проводів ПЛ на самоутримний ізольований провід (СІП). Заміна проводів на перевантажених лініях. | 5,97 | 7,93 | 6,46 | 6,14 | 5,845 |
| 2.2. Заміна відгалужень від ПЛ 0,38 кВ до будинків. | 0,8 | 0,85 | 0,9 | 1,0 | 0,92 |
| 2.3. Заміна перевантажених силових тр-рів. | 4,559 | 0,15 | 1,753 | 4,556 | 8,147 |
| 2.4. Заміна недовантажених силових тр-рів. | 0,756 | 1,2 | 0,756 | 0,756 | 0,756 |
| **Всього по організаційно-технічним заходам.** | 548,678 | 548,106 | 548,899 | 281,473 | 554,705 |

Таким чином, завдяки проведенню представлених організаційно-технічних заходів, впродовж 2020-2024 рр., буде досягнуто зниження ТВЕ до 554,705 тис. кВт. год

# Аналіз переведення мереж 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ

Виконання реконструкції існуючих розподільних електричних мереж з переведенням класу напруги 10 кВ на клас напруги 20 кВ, потребує значних капіталовкладень, що є недоцільним в межіх Регіональної філії «Одеська залізниця».

# Заходи з впровадження мереж "Smart Grids"

Інтелектуальна електроенергетика стала вектором енергетичної політики багатьох країн. Світова конкуренція у сфері забезпечення енергоефективності економіки останнім часом багато в чому перейшла у сферу формування інтелектуальних мереж. Ключові цілі при впровадженні інтелектуальних мереж – енергетична безпека, економічне зростання та екологічна стійкість. У провідних країнах світу інтелектуальні мережі є найважливішою частиною державної стратегії досягнення загальних цілей енергетичної безпеки і економічного зростання. Інтелектуальні мережі – це закономірний етап розвитку соціально – економічних відносин, які втілені в технологічну концепцію. Створення таких мереж – це модернізація всього комплексу генерації та доставки електроенергії на основі вдосконаленого управління, захисту, оптимізації технологічних елементів електроенергетичної системи у їхньому взаємозв’язку – від централізованої та зосередженої генерації, передачі електроенергії при високій напрузі, її розподілу, систем автоматизації, пристроїв збереження до кінцевих споживачів.

Впровадження сучасних технологій "розумних мереж" Smart Grid в Регіональна філія «Одеська залізниця» для забезпечення надійного, ефективного та оптимального функціонування електричних мереж передбачає наступне:

* Побудова засобів інтелектуального управління в розподільчих електромережах. Комплексне впровадження SCADA систем, що мають змогу взаємодіяти між собою за уніфікованими протоколами обміну даними та керуючими сигналами, для забезпечення узгодженого адаптивного управління на всіх рівнях, з залученням результатів моделювання в реальному часі. Забезпечення повної спостережності мереж для запобігання аварій, оптимізації навантажень, зменшення втрат тощо; організація автоматичної актуалізації моделей мереж даними про поточний стан комутаційних апаратів на підстанціях передаючих та розподільчих електричних мереж.
* Впровадження технологій та засобів побудови інтегрованої інформаційної платформи для структуризації, обробки та аналізу великих обсягів даних про стан мережі, в т.ч. генерації та споживання. Участь в рамках організації запровадження заходів з прозорості галузі Порталу прозорості на хмарній платформі для учасників ОЕС України, в тому числі:
* впровадження сервісів збору та актуалізації даних про склад та стан мереж;
* створення нових та інтеграція існуючих засобів моделювання стану та складу електричних мереж; впровадження єдиної інтегрованої платформи з засобами моделювання ОЕС; Впровадження у складі SCADA (або її аналог) засобів, які в реальному часі здатні оцінювати стан мереж, планувати та прогнозувати результати розширених функцій управління тощо; впровадження сервісів, що здійснюватимуть моделювання та аналіз режимів для ділянок та компонентів розподільчих мереж, прогнозування в реальному часі тощо;
* впровадження засобів моніторингу та управління розподіленою генерацією (в тому числі, джерел генерації встановленою потужністю до 1 МВт), включаючи ВДЕ, впровадження технологій віртуальних електростанцій;
* впровадження сервісів моделювання електричної мережі Регіональна філія «Одеська залізниця».
* створення засобів моніторингу режимів та підтримки прийняття рішень в складних аварійних ситуаціях;
* пілотне впровадження сучасних засобів та систем моніторингу перехідних режимів (WAMS) для покращення оцінювання поточних режимів, перевірки та уточнення розрахункових моделей (в тому числі у реальному часі);
* участь у формуванні єдиної інтегрованої інформаційної інфраструктури (мережі передачі даних, сервери та датацентри) у складі модернізованої ОЕС України; забезпечення необхідних обчислювальних потужностей та мережевих ресурсів для збору та обробки даних, моделювання, планування тощо; участь у створенні платформи хмарних сервісів для учасників ОЕС.
* надання рекомендацій щодо формування нормативно-законодавчої бази, розробка типових технічних рішень та базового інформаційно-технічного забезпечення систем управління попитом (Demand Response), що забезпечуватиме регулювання та балансування навантажень.
* виконання дослідження структури електроспоживання, в тому числі побутових споживачів, з метою визначення заходів щодо зменшення нерівномірності графіку споживання, а також виявлення можливостей щодо управління графіком споживання тощо.

Наразі Регіональна філія «Одеська залізниця» здійснює впровадження "розумних мереж" за наступними напрямками:

* впровадження сучасних пристроїв релейного захисту та автоматики (Розділ 13 Плану);
* встановлення пристроїв фіксації та аналізу показників якості електроенергії (Розділ 16 Плану);
* впровадження "інтелектуального" обліку електричної енергії (Розділ 19 Плану);
* впровадження сучасних засобів телемеханізації та зв’язку (Розділ 20 Плану) тощо.

# Узагальнений перелік та стан мереж 0,4-10 кВ

## 23.1Необхідність реконструкції та модернізації ЛЕП 0,4 та 10 кВ

Згідно аналізу технічного стану ЛЕП 0,4 та 10 кВ, першочергової реконструкції потребують наступні ЛЕП:

* технічне переоснащення ПЛ 10 кВ Измаил – Ташбунар;
* технічне переоснащення ПЛ 10 кВ Ташбунар – Котлабух;
* технічне переоснащення КЛ-10 кВ ПС-110/10 (комірка № 9) – ТП-4294 Паромна);
* технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ ф. Житкова м. Одеса, ст. Застава 1);
* технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ ф. Ближнє поселення м. Одеса, вул. Гефта);
* технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ ст. Золотоноша-2;
* технічне переоснащення ПЛ-0,23 кВ ст. Войнівка;
* технічне переоснащення ПЛ ПЕ-10 кВ дільниці Капітанівка – 1045 км;
* технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ ст. Ладижин;
* будівництво ЛЕП-10 кВ фідер №6 від ЕЧЕ-2 Шевченко (замість КЛ-10 кВ фідер №6 від ЕЧЕ-2 Шевченко);
* будівництво ЛЕП-10 кВ фідер №4 від ЕЧЕ-2 Шевченко (замість КЛ-10 кВ фідер №4 від ЕЧЕ-2 Шевченко);
* технічне переоснащення ПЛ-0,4кВ ст. Гайворон;
* технічне переоснащення ПЛ-0,23 кВ п.п. Червоний Хутір;
* технічне переоснащення ПЛ-0,23 кВ п.п. 938 км «Переїзна»
* технічне переоснащення ЛЕП-10 кВ на дільницях Херсон-Миколаїв, Херсон-Снігурівка та Херсон-Вадим (підвищення надійності електропостачання споживачів), 2,3 черга;
* технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від ТП-714 фідер №1 "житловий фонд вул. Паровозна", м. Херсон, вул. Паровозна;
* технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від ТП-714 фідер №12 "житловий фонд вул. Паровозна", м. Херсон, вул. Паровозна;
* технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від КТП-48 фідер "житловий фонд", зупиночна платформа "Заплава";
* технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від КТП-39 фідер №2 "житловий фонд", зупиночна платформа "Путійська" м. Херсон;
* технічне переоснащення ПКЛ-10 кВ ПС 150/35/10 "Снігурівка"- ЦРП-47;
* технічне переоснащення ПЛ-10 кВ Копані — Котляреве – Кульбакине;
* технічне переоснащення ПЛ-10 кВ Чорнобаївка — Чеховичі – Копані;
* технічне переоснащення ПЛ-10 кВ Великі Копані — Раденське – Олешки;
* технічне переоснащення ПЛ-10 кВ Новокиївка — Брилівка - Великі Копані;
* технічне переоснащення ПЛ 0,4 кВ Ф « СМЕУ-2» ст. Вапнярка;
* технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ ф. «Службовий» ст. Слобідка;
* технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ ф. «Дома МПС» ст. Подільськ;
* технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ ф. «Привокзальна» ст. Роздільна;
* технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ ф. «СМП» ст. Роздільна;
* технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ ф. «Дома№1»ст. Крижопіль;
* технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ ф. «ДС» Рудниця;
* технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ ф. «ФАП» Рудниця;
* технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ ф. «ДС» Кодима;
* технічне переоснащення ПЛ-0,23/0,4 кВ Л-17/1 ст. Помічна;
* технічне переоснащення ПЛ-0,23/0,4 кВ Л-17/2 ст. Помічна.

**23.2. Заходи для енергооб’єктів рівня напруги нижче 20 кВ**

**23.2.1 Обсяги реконструкції мереж** 0,4-20 кВ регіональної філії «Одеська залізниця»

З метою приведення електромереж 0,4-10 кВ до стану, що відповідає чинним нормативним документам на 2020-2024 рр заплановано реконструкція електричних мереж 0,4 - 10 кВ із заміною дефектних дерев’яних опор, проводів, а саме:

* ПЛ 6-10 кВ – 127,9 км;
* ПЛ 0,4 кВ – 18,199 км;
* КЛ 6-10 кВ – 20,487 км;

Технічне переоснащення ПЛ 10 кВ, заміна КЛ 10 кВ, застосування СІП на ПЛ-0,4 кВ дасть можливість різко зменшити кількість відключень, експлуатаційні витрати, вирішити проблему розчистки трас в міській зоні, підвищити безпечність робіт на ПЛ, а також значно знизити втрати в першу чергу за рахунок неможливості несанкціонованого споживання електроенергії, що в свою чергу покращить фінансові можливості філії.

**23.2.2 Модернізація з встановленням вакуумних вимикачів 6-10 кВ в ПС, ТП та РП**

Масляні вимикачі, що знаходяться в експлуатації, відпрацювали свій нормативний експлуатаційний ресурс (в експлуатації більше 25 років).

Ремонт та експлуатація наведеного вище обладнання, яке відслужило свій ресурс, економічно невигідна з наступних причин:

– запасні частини до такого обладнання в відсутні у зв’язку з припиненням їх випуску заводами–виробниками, в зв’язку з чим ремонт якісно не може бути виконаний;

– технічні характеристики такого обладнання недосконалі, що ускладнює їх ремонт і вимагає значних витрат матеріалів та затрат часу на їх ремонт, вимагає скорочення міжремонтних термінів;

– таке обладнання практично не піддається телемеханізації;

– не забезпечується селективність.

Тому, в даному випадку, доцільно здійснювати заміну такого обладнання на нове, сучасне.

Для модернізації морально та фізично застарілої апаратури РЗА на електромеханічних реле випуску 70–х років минулого століття для захисту фідерів 6–10 кВ передбачається використовувати мікропроцесорні пристрої захисту та автоматики.

**23.2.3 Технічне переоснащення РП-0,4 кВ та РП-6-10 кВ у ЗТП**

Забезпечити високий рівень експлуатаційного обслуговування устаткування існуючих розподільних мереж на старій елементній базі ЗТП неможливо. Це пов'язано з виробленням комутаційного ресурсу, зниженням експлуатаційної якості, параметрів перехідних опорів контактних з'єднань, що в кінцевому підсумку знижує основні показники надійності розподільної мережі, і як результат негативно впливає на якість електропостачання споживачів.

З метою поліпшення показників SAIDI, планомірно, в ключових ЗТП, проводиться заміна існуючого обладнання: застарілих панелей 0,4 кВ та комірок КСО 6-10 кВ. Як правило, нове комутаційне обладнання має менші габарити, при кращих експлуатаційних параметрах. Займає менше установочного місця і тим самим дозволяє сучасним панелям мати кращі габаритні розміри, а у разі дефіциту місця в приміщенні РП, додатково виконати приєднання ліній, що відходять або змінити конфігурацію розподільних мереж. При цьому вимоги нормативних документів в частині забезпечення техніки безпеки дотримуються. На сучасних комірках встановлено блокування від помилкового включення та захист від впливу людського фактора.

**23.2.4 Технічне переоснащення з заміною силових трансформаторів 6-10 кВ.**

В 2020 – 2024 р.р. передбачається заміна силових трансформаторів в мережі 6-10 кВ у кількості 30 од.; в мережі 27,5 кВ - у кількості 26 од. Багато з них неодноразово ремонтувались і втратили свої першопочаткові параметри і мають великі втрати холостого ходу через зношення магнітопроводу та втрати потужності і вимагають заміни.

# Інформація щодо об'єктів незавершеного будівництва, реконструкції та технічного переоснащення

Перелік об'єктів незавершеного будівництва реконструкції та технічного переоснащення системи розподілу станом на початок прогнозного періоду наведено в **Табл. 14**.

Табл. 14. Перелік об'єктів незавершеного будівництва реконструкції та технічного переоснащення системи розподілу станом на початок прогнозного періоду

| **№ з/п** | **Найменування об'єктів** | **Початок виконання ПВР робіт (рік, місяць)** | **Початок виконання БМР (рік,місяць)** | **Затверджена кошторисна вартість, тис. грн (без ПДВ)** | **Залишок кошторисної вартості на дату початку 2020 року, тис. грн (без ПДВ)** | **Характер робіт** | **Джерело фінансування** | **Пропозиції щодо подальшого використання (виконати, списати, продати тощо), зазначити роки** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Мережі 10 кВ** | |  |  | **52 579.43** | **51 969.97** |  |  |  |
| 1 | Реконструкція ПС-35/6 «Залізнична» та ЛЕП-10 кВ на дільницях Херсон-Миколаїв, Херсон-Снігурівка та Херсон-Вадим (підвищення надійності електропостачання споживачів), 2,3 черга | 2015 |  | 14 412,09 | 14 412,09 | реконструкція | складова тарифу | виконати, 2020рік |
| 2 | Технічне переоснащення ПЛ-10 кВ на дільниці Ізмаїл-Ташбунар (2 черга) | 2018 |  | 19 224,85 | 19 224,85 | Технічне переоснащення | складова тарифу | виконати, 2020рік |
| **Усього** | | **—** |  | **33636,94** | **33636,94** | **—** | **—** | **—** |

# Інформація щодо раніше виконаних ТЕО та плани з реалізації заходів по таким ТЕО

Регіональна філія «Одеська залізниця» було розроблено наступні техніко-економічні обґрунтування:

**Будівництво тягової підстанції 110/27,5/10 кВ «Роздільна»**

З метою забезпечення надійної подачи напруги на напрямку Одеса - Подільськ та потрібний рівень напруги у контактній мережі передбачено будівництво нової станціонарної тягової підстанції 110/27,5 10 кВ. «Роздільна» При цьому були враховані вимоги щодо підвищення енергоефективності роботи електричних мереж. Передбачаються зменшення споживання енергії за рахунок використання сучасного силового обладнання з меншими потребами в енергоресурсах.

Останнім часом Одеська залізниця впевнено здійснює програму електрифікації колій у рамках реалізації програми електрифікації залізничних доріг України. Метою електрифікації залізничних колій є зменшення експлуатаційних витрат залізниці на тягу поїздів, а відповідно собівартості перевезень. По-друге, електрифікація вигідна не тільки з економічної точки зору, але й екологічної. Рух поїздів на електротязі дешевше тепловозної в 1,3 рази. Крім того, тепловози забруднюють повітря, створюють у посушливий період небезпеку пожеж, адже поїзда курсують поблизу лісопосадок, житлових будинків.

Для будівництва розроблена проектно- кошторисна документація.

Початок будівництва заплановано на 2023 рік;

Опис ротіт з даних ТЕО наведено в Розділі 21.

# Заходи з розвитку системи розподілу, що виконуються в рамках виконання Плану розвитку системи передачі на наступні 10 років та/або інших стратегічних документів України.

Регіональна філія «Одеська залізниця» заходи з розвитку системи розподілу, що виконуються в рамках виконання Плану розвитку системи передачі на наступні 10 років та/або інших стратегічних документів відсутні.

# Плани щодо реконструкції електричних мереж у точках забезпечення потужності або створення нових точок забезпечення потужності із зазначенням резервів потужності, які створюються при реалізації цих планів для можливості приєднання нових замовників

Плани щодо нового будівництва електричних мереж:

* будівництво ЛЕП-10 кВ на дільницях Херсон-Миколаїв, Херсон -Снігурівка та Херсон-Вадим (підвищення надійності електропостачання споживачів що підключені до мереж). Рік виконання проектних робіт (коригування) – 2019 р. Рік виконання робіт – 2020 р.;
* Будівництво тягової підстанції 110/27,5/10 кВ «Роздільна». Рік виконання проектних робіт – 2022 р. Рік виконання робіт – 2023 р.;
* Будівництво тягової підстанції 150/35/10 кВ «Новополтавка». Рік виконання проектних робіт – 2019 р. (стадія «П»). Рік виконання робіт – 2020 р.;
* Будівництво тягової підстанції 150/35/10 кВ «Миколаїв». Рік виконання проектних робіт – 2019 р. (стадія «П»). Рік виконання робіт – 2020 р.;
* Будівництво тягової підстанції 150/35/10 кВ «Ясна Зоря». Рік виконання проектних робіт – 2019 р. (стадія «П»). Рік виконання робіт – 2021 р.;

Перелік необхідної реконструкції електричних мереж згідно планів Регіональна філія «Одеська залізниця», яка була визначена після аналізу технічного стану обладнання, аналізу завантаження трансформаторів, аналізу аварійних режимів роботи мережі:

* Технічне переоснащення ПС 27,5/10 кВ «Каскад» м. Первомайськ із заміною силового трансформатора 1000 кВА на 1600кВА;

# Пооб'єктний перелік проектів з нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення елементів системи розподілу рівня напруги 20 кВ і вище з зазначенням відповідного обсягу інвестицій і сроків виконання впродовж наступних 5 календарних років

Джерелами фінансування заходів, передбачених в Плані розвитку, є амортизація, прибуток від ліцензійної діяльності, плата за приєднання до електромереж та інші джерела (штрафи, пені, розрахунок за реактивну енергію тощо.) на рівні, який затверджено в існуючому тарифі Компанії. Однак для виконання розробленого Плану у повному обсязі можливо, за необхідності, також залучення додаткових інвестиційних коштів.

Вартість заходів Плану розвитку визначена орієнтовно, згідно цін рівня 2019 р., всі інфляційні та інші зміни повинні враховуватися при її щорічному перегляді.

План розвитку передбачає вирішення найбільш складних проблем енергопостачання.

Перелік та етапи виконання заходів ПРСР наведено нижче. Для виконання намічених основних рішень щодо забезпечення надійних рівнів електропостачання споживачів електричною енергією визначені основні обсяги робіт з технічного переоснащення мереж на період 2020-2029 років з урахуванням вимог Схеми перспективного розвитку електричних мереж 35-110 кВ по РФ «Одеська залізниця» на 2020-2029 роки.

При аналізі існуючого стану були визначені всі елементи мереж, які відпрацювали термін служби та підлягають реконструкції та технічному переоснащенні.

Технічне переоснащення тягових підстанцій 110(150) кВ та трансформаторних підстанцій 27,5 та 10 кВ передбачає модернізацію обладнання, що відпрацювало свій експлуатаційний ресурс, має дефекти в роботі, не забезпечує надійності роботи мереж та призводить до завищених втрат.

Що стосується елементів мережі 110-35 кВ (ПЛ, ПС), які підлягають технічному переоснащенні повністю або частково, кількість їх досить значна, що вимагатиме значних капіталовкладень при об’єктивній обмеженості фінансових можливостей.

В зв’язку з цим на першому етапі технічного переоснащення підлягають елементи, які повністю відпрацювали свій ресурс, а переобладнання кожного елементу визначається з точки зору найбільшої ефективності капіталовкладень.

Планом розвитку передбачена реконструкція та технічне переоснащення джерел живлення системи розподілу, які спричиняють обмеження або неналежну якість електропостачання споживачів. Перелік даних заходів наведено в таблиці 28.1.

**Таблиця 28.1** –Перелік об’єктів системи розподілу,які спричиняють обмеження абоненалежну якість електропостачання споживачів

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Об’єкт системи**  **розподілу** | **Навант.**  **МВт** | **Причина обмеження** | **Заходи щодо усунення**  **обмеження** |
| ПС 110/27,5/10 кВ  «Роздільна» | 2х25 МВА | Необхідність додаткового  джерела живлення контактної мережі та інших залізничних та незалізничних споживачів на дільниці Одеса- Подільськ | Будівництво тягової підстанції 110/27,5/10 кВ |

**28.1. Будівництво, реконструкція та технічне переоснащення ТП 10-27,5 кВ та ПС 35-110 кВ**

Технічне переоснащення розподільчих підстанцій 35-110 кВ відбувається за рахунок комплексного підходу до виконання заходів. Першочергово виконується роботи по обладнанню, що відпрацювало свій експлуатаційний ресурс, має дефекти в роботі, не забезпечує надійності роботи мереж та призводить до завищених втрат.

Метою підвищення надійності роботи електричних мереж, їх керування та захисту передбачається проведення ряду заходів з заміною застарілих комутаційних апаратів (ВД, КЗ, ПСН, масляні вимикачі) на сучасні комутаційні апарати в комплекті з захистом та автоматикою. Згідно з вимогами СОУ МЕВ 40.1-00100227-01:2016 «Побудова та експлуатація електричних мереж. Технічна політика. Частина 2» в електричних мережах з напругою 110 кВ застосовуються елегазові та вакуумні вимикачі. В мережах з напругою 10-35 кВ передбачаються вакуумні вимикачі. Монтаж та заміна вимикачів 10-110 кВ планується в комплексі з модернізацією пристроїв РЗА та ПА з використанням сучасного обладнання з можливістю автоматичного керування, телевимірювання та телесигналізації.

Загальні обсяги заміни комутаційних апаратів наведено в таблиці 28.2

**Таблиця 28.2** –Монтаж та заміна комутаційного обладнання на ПС 20-110 кВ (Категорія заходу відповідно до п. 3.2.6 Кодексу систем розподілу – 1, 6).

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№**  **п/п** | **Вид робіт** | **Кількість обладнання, що підлягає заміні по рокам** | | | | |
| 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
| 1 | Монтаж вакуумних/елегазових вимикачів 110 кВ в комплекті з пристроями РЗА та ПА |  |  |  |  |  |
| 2 | Монтаж вакуумних вимикачів 35 кВ в  комплекті з пристроями РЗА та ПА |  |  |  |  |  |
| 3 | Монтаж вакуумних вимикачів 20 кВ в  комплекті з пристроями РЗА та ПА |  |  |  |  |  |
| 4 | Монтаж вакуумних вимикачів 10 кВ в  комплекті з пристроями РЗА та ПА |  |  |  |  |  |
| 5 | Заміна зношених масляних вимикачів 150 кВ на елегазові вимикачі в комплекті з пристроями РЗА та ПА. |  |  |  | 4 | 10 |
| 6 | Заміна зношених масляних вимикачів 110 кВ на вакуумні/елегазові вимикачі 110 кВ в комплекті з пристроями РЗА та ПА | 0 | 2 | 8 | 4 | 7 |
| 7 | Заміна зношених масляних вимикачів 35 кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ в комплекті з пристроями РЗА та ПА | 8 | 8 |  | 12 | 10 |
| 8 | Заміна зношених масляних вимикачів 27,5 кВ на вакуумні вимикачі 27,5 кВ в комплекті з пристроями РЗА та ПА | 3 | 11 |  | 24 | 1 |
| 9 | Заміна застарілих масляних вимикачів 10 кВ на вакуумні вимикачі 10 кВ в комплекті з пристроями РЗА та ПА | 10 | 22 | 16 | 22 | 4 |
|  | **Разом** | 21 | 43 | 24 | 66 | 32 |

З метою оперативного управління обладнанням заплановано проведення модернізації систем оперативного струму.

**Таблиця 28.3** –Монтаж та модернізація систем оперативного стуму на ПС35-110 кВ (Категорія заходу відповідно до п. 3.2.6 Кодексу систем розподілу – 2).

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Об’єкт системи розподілу** | **Вид будівництва (монтаж, модернізація)** | **Рік реалізації заходів** | | | | |
| **2020** | **2021** | **2022** | **2023** | **2024** |
| 1 | 110/27,5/10 кВ "Колосівка" | модернізація |  |  | Х |  |  |
| 2 | 110/27,5/10 кВ "Білгород-Дністровський" | модернізація |  |  |  |  | Х |
| 3 | 110/27,5/10 кВ "Одеса-Застава-I" | модернізація | Х |  |  |  |  |
| 4 | 110/27,5/10 кВ "Берегова" | модернізація | Х |  |  |  |  |
| 5 | 110/35/27,5 кВ "Завадівка" | модернізація |  | Х |  |  |  |
| 6 | 110/35/27,5 кВ "Шевченко" | модернізація |  |  |  |  | Х |
| 7 | 150/35/27,5 кВ "Сугоклея" | модернізація |  |  |  |  | Х |
| 8 | 150/35/27,5 кВ «Осикувата» | модернізація |  | Х |  |  |  |
| 9 | 150/35/27,5 кВ "Тимкове" | модернізація |  |  | Х |  |  |
| 10 | 110/27,5/10 кВ «Попелюхи» | модернізація |  |  |  |  | Х |
| 11 | ПС-110/27,5/10 кВ «Яструбинове» | модернізація |  | Х |  |  |  |
| **Разом** | |  | **2** | **3** | **2** | **0** | **4** |

Інформація щодо планів реконструкції електричних мереж у точках забезпечення потужності та створення нових точок забезпечення потужностей із зазначенням резервів потужності, які створюються при реалізації цих планів для можливості приєднання нових замовників наведена в таблиці 28.4.

**Таблиця 28.4** –Плани реконструкції електричних мереж у точках забезпечення потужності та створення нових точок забезпеченняпотужностей

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№**  **п/п** | **Назва об’єкта** | **Назва заходу** | **Максимально допустима потужність підстанції, МВт** | **Приєднана потужність існуючих споживачів станом на**  **01.01.2019, МВт** | **Резерв**  **потужності**  **станом на**  **01.01.2019,**  **МВт** | **Максимально**  **допустима**  **потужність**  **після**  **реконструкції,**  **МВт** | **Резерв**  **потужності**  **після**  **реконструкції**  **(будівництва),**  **МВт** |
| 1 | ПС 110/27,5/10 кВ  «Роздільна» | Будівництво розподільчої ПС з  трансформаторами 2х25 МВА | - | - | - | 32,200 | 32,200 |
| 2 | ПС 27,5/10 кВ  «Каскад» м. Первомайськ | Заміна силового трансформатора 1000 кВА на 1600кВА | 645,2 | 1506,0 | -860,8 | 1025,0 | 490,0 |

Загальна інформація по будівництву, реконструкції та технічному переоснащенні наведено в таблиці 28.5.

**Таблиця 28.5** –Перелік заходів з нового будівництва,реконструкції та технічногопереоснащення ПС 35-110 кВ

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **№**  **п/п** | **Найменування ПС** | **Перелік заходів** | **Категорія заходу**  **(відповідно до**  **п. 3.2.6 Кодексу систем розподілу)** |
| **1** | 110/27,5/10 кВ "Колосівка" | Технічне переоснащення ВРП-110 кВ: Заміна ОД-КЗ на елегазові вимикачі; заміна МКП-110 на елегазовий вимикач з трансформаторами струму 600/5; заміна роз’єднувачів , шлейфів, трансформаторів напруги | 1, 2, 6 |
| Технічне переоснащення ВРП-27,5 кВ: Заміна масляного вимикача ДПР-2 на вакуумний із трансформатором струму; заміна масляних вимикачів 27,5 кВ на вакуумні з трансформаторами струму ВВ-1;2, ТСН-2, ЗМВ, фід. к/м №3. Улаштування приладів обліку електроенергії. | 1, 2, 6 |
| Заміна щитової | 1, 2, 8 |
| Заміна акумуляторної батареї із підзарядним пристроєм | 1, 2 |
| 2 | 110/35/27,5 кВ "Сербка" | Технічне переоснащення ВРП-110 кВ: Заміна МКП-110 на елегазовий вимикач з трансформаторами струму 600/5; заміна роз’єднувачів , трансформаторів напруги. | 1, 2, 6 |
| 3 | 110/35/27,5 кВ "Куліндорово" | Технічне переоснащення ВРП-27,5 кВ :Заміна масляних вимикачів ВВ-1,2; ТСН-1,2 на вакуумні з трансформаторами струму,улаштування обліку електроенергії; заміна вимикачів 27,5 кВ фід. к/м №№1,2,3,4,5, ЗМВ на вакуумні з трансформатором струму. Улаштування приладів обліку електроенергії. Трансформатори напруги, ошинування. | 1, 2, 6 |
| 4 | 110/35/27,5 кВ "Аккаржа" | Технічне переоснащення ВРП-10 кВ: Заміна масляних вимикачів ВВ-1, СМВ, фід №№ 1, 2,5,7,8,10 на вакуумні із застосуванням мікропроцесорних пристроїв | 1, 2, 6 |
| 5 | 110/27,5/10 кВ "Білгород-Дністровський" | Технічне переоснащення ВРП-10 кВ: Заміна комірок КРУН-10 кВ I та II секції шин. Улаштування приладів обліку електроенергії | 1, 2 |
| Заміна акумуляторної батареї із підзарядним пристроєм | 1, 2 |
| 6 | 110/27,5/10 кВ "Одеса-Застава-I" | Заміна комірок КРУН-10 кВ I та II секції шин. Улаштування приладів обліку електроенергії. | 1, 2 |
| Заміна акумуляторної батареї із підзарядним пристроєм | 1, 2 |
| 7 | 110/27,5/10 кВ "Берегова" | Технічне переоснащення ВРП-110 кВ: Заміна МКП-110 ВВ №1,2,3,4 на елегазові вимикачі з трансформаторами струму 600/5.У другу стадію: заміна МКП-110 СВ, ОВ, ТП-1,2 з трансформаторами струму 600/5. | 1, 2, 6 |
| Заміна акумуляторної батареї із підзарядним пристроєм | 1, 2 |
| 8 | 110/35/27,5 кВ "Завадівка" | Технічне переоснащення обладнання ВРП-35 кВ ПС-110 кВ «Завадівка», а саме передбачити заміну масляних вимикачів типу С-35, МКП-35, ВМД-35. Монтаж обладнання на конструкціях блочного типу (В-35 з тр-ми струму та роз'єднувачами) всіх приєднань, а саме: В-35 Т-1, В-35 РПТ-1, В-35 Т-2, В-35 РПТ-2, В-35 фідерів №1,2,3,4 – 8 шт, заміну тр-рів напруги ТН-35 1 та 2 с.ш., додаткову установку тр-рів напруги ТН-35 3 с.ш. | 1,2,6 |
| Технічне переоснащення обладнання ВРП-27,5 кВ ПС-110 кВ «Завадівка», а саме передбачити заміну масляних вимикачів типу МКП-35 на сучасні вакуумні вимикачі приєднань В-27,5 Т-1; В-27,5 Т-2; В-27,5 - ДПР-1; В-27,5 - ДПР-2; В-35 ТВП-1; В-35 ТВП-2; В-27,5 КП | 1,2,6 |
| Технічне переоснащення АБ ПС-110 кВ «Завадівка» типу 50РzS 350 на акумуляторні батареї ємністю 175 А/год. | 1,2 |
| Технічне переоснащення щитової управління обладнанням тягової підстанції із заміною шаф управління, захисту, сигналізації Т-1, Т-2; СВ-110; РПТ-1, РПТ-2, ВРП-35 кВ, ВРП-27,5кВ; КТП-1,2; ЗРП-10кВ, СЦБ-1, СЦБ-2; шафи постійного струму та змінного струму. | 1,2 |
| 9 | 110/35/27,5 кВ "Шевченко" | Технічне переоснащення ВРП-27,5кВ ПС-110 кВ «Шевченко», а саме передбачити заміну вимикача В КП типу ВВФ-27,5 на сучасний вакуумний вимикач. | 1,2,6 |
| Технічне переоснащення ВРП-110 кВ ПС-110 кВ «Шевченко», а саме передбачити заміну вимикачів В-110 Т-1, В-110 АТ-90, ШСВ-110 ТП Шевченко, на сучасні елегазові вимикачі. | 1,2,6 |
| Технічне переоснащення АБ ПС-110 кВ «Шевченко» типу 60 РzS 600 А/год на сучасні. | 1,2 |
| 10 | 150/35/27,5 кВ «Фундукліїівка» | Технічне переоснащення КП ВРП-27,5 кВ ТП Фундукліївка, а саме передбачити: заміну трансформатора напруги ТН КП НОМ-35 кВ, трансформатора струму КП ТФЗМ-35 кВ, роз'єднувачів РЛНДЗ-35-1-35/600, ізоляторів СТ-35, прохідних ізоляторів 35 кВ, реактора РБКА на ФРОМ -3200/35, заміну кабельної продукції. | 1,2 |
| 11 | ПС Знам'янка 150/35/27,5/10 кВ | Технічне переоснащення ВРП-35 кВ (шинний міст). | 1, 2, 3 |
| Заміна ОПН-35 по ВРП 35 кВ. | 1, 2, 3 |
| Технічне переоснащення ВРП-27,5 кВ. | 1, 2, 3 |
| ЗРП-10 І-ІІ с. ш.,заміна масляних вимикачів на вакуумні. | 1, 2, 3, 6 |
| ВРП -150 кВ заміна роз’єднувачів. | 1, 2, 3 |
| 12 | ПС Олександрія 150/35/27,5/10 кВ | Технічне переоснащення ВРП-150. | 1, 2, 3 |
| Заміна ОПН-150 1 комплект, ОПН-35 2 комплекти | 1, 2, 3, 6 |
| Заміна масляного вимикача ВРП 35 кВ | 1, 2, 3, 6 |
| Заміна масляних вимикачів ВМТ-220 ВРП 150 кВ | 1, 2, 3, 6 |
| Технічне переоснащення РЗА і управління силовим обладнанням. | 1, 2, 8, 10 |
| 13 | ПС Можарове 150/35/27,5/10 кВ | Технічне переоснащення (РЗА) | 1, 2, 3, 10 |
| Технічне переоснащення (ВРП -10 кВ, І-ІІ с. ш.) | 1, 2, 3 |
| Заміна ОПН-35 по ВРП 35 кВ | 1, 2, 3 |
| Заміна ОД-КЗ 150 кВ на елегазові вимикачі. | 1, 2, 3, 6 |
| Заміна масляного вимикача ДПР-1. | 1, 2, 3, 6 |
| Заміна ТН-31, ТН-32 ВРП 35 кВ. | 1, 2, 3 |
| 14 | ЦРП Знам'янка 35/10/6 кВ | Технічне переоснащення (ІІІ с. ш.) (РП-35 ЦРП Знам'янка) | 1, 2, 3 |
| Заміна масляних вимикачів на вакуумні ЗРП-10 кВ, ЗРП-6 кВ. | 1, 2, 3, 6 |
| 15 | ЦРП Суботці 35/6 кВ | Заміна масляних вимикачів на вакуумні ВРП-6кВ. | 1, 2, 3, 6 |
| 16 | 150/35/27,5 кВ "Сугоклея" | Виконати технічне переоснащення ВРП-150кВ ТП Сугоклея, а саме заміну масляних вимикачів типу У-220 3- фазні (7 шт.) рік випуску 1981-1982р.р. на елегазові вимикачі. | 1,2,6 |
| Виконати технічне переоснащення акумуляторних батарей ПС Сугоклея 2003 року встановлення. Переоснащення планується виконати в зв’язку із близьким до граничного терміном експлуатації АБ (в експлуатації 16 років, при встановленому терміні служби АБ - 18 років ); технічним станом (технічні параметри зменшення ємності АБ на 30% не забезпечують необхідний заряд, в 49 % банок присутній шлам, сколи пластика біля вивідних контактів банок | 1,2 |
| 17 | 150/35/27,5 кВ "Тимкове" | Технічне переоснащення ВРП-27,5кВ ПС-150 кВ «Тимкове», а саме передбачити заміну вимикача В КП типу ВМКЄ -35 та ВВФ-27,5 на сучасні вакуумні вимикачі. | 1,2,6 |
| Технічне переоснащення АБ ПС-150 кВ «Тимкове» типу СК-20 та ОРzS 800 А/год на сучасні. | 1,2 |
| Виконати технічне переоснащення щита керування ПС Тимкове з заміною РЗА і управління силовим обладнанням ПС Тимкове, а саме передбачити заміну існуючих панелей управління та захисту на шафи управління, автоматики та захисту (типу ШУАЗ) з використанням пристроїв мікропроцесорного захисту (типу МРЗС-05 або аналог), заміну пристроїв загальної підстанційної сигналізації, кіл оперативного струму, власних потреб із збереженням основних принципів реалізації захисту, покращення візуального контролю за оперативною схемою підстанції завдяки впровадженню дворівневої системи індикації. | 1,2 |
| 18 | 150/35/27,5 кВ «Осикувата» | Технічне переоснащення АБ ПС-150 кВ «Осикувата» типу ОРzS 200 А/год на сучасні. | 1,2 |
| 19 | 110/27,5/10 кВ "Балта» | Технічне переоснащення ВРП-110 кВ: заміна ВД, КЗ-110 Т-1, Т-2, монтаж СВ-110, ТН-110 (2 шт), РЗА | 1,2 |
| 20 | 110/27,5/10 кВ» Чубівка»" | Технічне переоснащення ВРП-110 кВ: заміна МВ-110 Т-1, Т-2, РЗА | 1,2 |
| Технічне переоснащення ВРП-27,5 кВ: заміна МВ-27,5 , РЗА | 1, 2 |
| 21 | 110/27,5/10 кВ «Роздільна»" | Будівництво ВРП-110 кВ. ВРП-27,5 кВ, КРУН-10 кВ. | 1,2,3 |
| 22 | 110/27,5/10 кВ «Попелюхи»" | Заміна АКБ | 1,2 |
| 23 | 27,5/10 кВ «Каскад» м. Первомайськ | Заміна трансформатора 1000 кВА на 1600кВА. Заміна МВ-10кВ | 1,2 |
| 24 | ПС-110/27,5/10 кВ «Яструбинове | «Технічне переоснащення ВРУ-110 кВ ПС «Яструбинове», а саме передбачити заміну масляного вимикача типу МКП-110 з вбудованими трансформаторами струму типу ТВТ-110, заміну роз’єднувачів РНДЗ-1б-110/600 та РНДЗ-2-110/600, заміну ошиновки існуючих секцій і приєднань 110 кВ, заміну підвісних і опорних ізоляторів 110 кВ з порцелянової і скляною ізоляцією | 1,2,6 |
| «Технічне переоснащення ПС «Яструбинове» із заміною акумуляторної батареї», а саме передбачити заміну акумуляторної батареї типу 6OpzS з підзарядними пристроями | 1,2,6 |
| «Технічне переоснащення ВРУ-110 кВ ПС «Яструбинове», а саме передбачити заміну масляних вимикачів типів ВМУЕ-35 ВМУЕ-27,5, заміну підвісних і опорних ізоляторів 27,5 кВ з порцелянової і скляною ізоляцією | 1,2 |
| 25 | ПС-150/35/27,5 кВ «Помічна» | Технічне переоснащення ВРУ-150 кВ ПС «Помічна», а саме передбачити заміну масляних вимикачів типу У-220 з вбудованими трансформаторами струму типу ТВТ-220, заміну роз’єднувачів РНДЗ-1б-110/600 та РНДЗ-2-110/600, трансформатори напруги НКФ-220, заміну загороджувачів РЗ-600, фільтрів приєднання ОФП-4, конденсаторів зв’язку, заміну ошиновки існуючих секцій і приєднань 150 кВ, заміну підвісних і опорних ізоляторів 150 кВ з порцелянової і скляною ізоляцією | 1,2,6 |
| 26 | ПС-150/35/27,5 кВ «Плетений Ташлик» | Технічне переоснащення ВРУ-150 кВ ПС «Плетений Ташлик», а саме передбачити заміну масляного вимикача типу У-220 з вбудованими трансформаторами струму типу ТВТ-220, заміну відокремлювачів і віддільників ОД-КЗ, заміна загороджувачів РЗ-600, фільтрів приєднання ОФП-4, конденсаторів зв’язку, заміну ошиновки існуючих секцій і приєднань 150 кВ, заміну підвісних і опорних ізоляторів 150 кВ з порцелянової і скляною ізоляцією | 1,2,6 |
| 27 | ТП «Каскад»  ст. Підгородна | Реконструкція трансформаторної підстанції на двотрансформаторну та заміна масляних вимикачів ВМК-35, ВПМ-10 | 1,2,5,6,8 |

**28.2. Будівництво, реконструкція та технічне переоснащення ЛЕП 35-110 кВ**

**Лінії електропередачі 35 кВ**

В зв’язку з ростом навантажень протягом останніх років та для усунення загрози тривалого знеструмлення споживачів через пошкодження ліній електропередач, передбачається здійснення ряду заходів. Загальна інформація щодо обсягів технічного переоснащення наведена в таблиці 28.8

**Таблиця 28.6** –Перелік заходів з нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення ЛЕП35-110кВ

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **№**  **п/п** | **Найменування ПС** | **Перелік заходів** | **Категорія заходу**  **(відповідно до**  **п. 3.2.6 Кодексу систем розподілу)** |
| 1 | ПЛ-35 кВ на дільниці Знам’янка – Суботці Л-1 | Технічне переоснащення лінії ПЛ-35 кВ на дільниці Знам’янка – Суботці Л-1, а саме виконати заміну проводів, підтримуючих та несучих конструкцій на нові. | 1, 2, 3 |

**Табл. 28.7. Перелік та етапи виконання заходів ПРСР (початок)**

| **№ з/п** | **Найменування заходів** | **шт./км\*** | **Усього** | | **Наявність проектної документації на початок прогнозного періоду (так/ні)** | **Стан виконання ПВР** | | **Стан виконання БМР** | | | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **К-сть\*** | **Кошторисна/ оціночна вартість БМР тис. грн (без ПДВ)** | **початок (квартал, рік)** | **закінчення (квартал, рік)** | **початок (квартал, рік)** | **закінчення (квартал, рік)** | **обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)** | | | | |
| **2020 рік** | **2021 рік** | **2022 рік** | **2023 рік** | **2024 рік** |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 10 | 12 |  |  |  |  |  |
| **1** | **Нове будівництво об'єктів системи розподілу** | | | |  |  |  |  |  | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** |
| **1.1.** | **Підстанції рівня напруги 110 (154, 220) кВ, усього** | **шт** | **0** | **0** | **–** | **–** | **–** | **–** | **–** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** |
| **1.2.** | **Підстанції рівня напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього** | **шт** | **0** | **0** | **–** | **–** | **–** | **–** | **–** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** |
| **1.3.** | **Лінії електропередачі рівня напруги 110 кВ, усього** | **км** | **0** | **0** | **–** | **–** | **–** | **–** | **–** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** |
| **1.4.** | **Лінії електропередачі рівня напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього** | **км** | **0** | **0** | **–** | **–** | **–** | **–** | **–** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** |
|  |  | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **2.** | **Реконструкція, технічне переоснащення об'єктів системи розподілу** | | | **451765,59** |  |  |  |  |  | **45565,59** | **70400** | **73300** | **131500** | **131000** |
| **2.1.** | **Підстанції рівня напруги 110 (154, 220) кВ, усього** | **шт** | **26** | **149964** |  |  |  |  |  | **12464** | **30000** | **11000** | **37500** | **59000** |
| 2.1.1. | ПС 110/27,5/10 кВ ПС Колосівка, ВРП-110 кВ | шт | 1 | 5000 | ні | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 | 2 кв.2022 | 4 кв.2022 |  |  | 5000 |  |  |
| 2.1.2. | ПС 110/27,5/10 кВ ПС Колосівка, щитова | шт | 1 | 10000 | ні | 2 кв.2022 | 4 кв.2022 | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 |  |  |  | 10000 |  |
| 2.1.3. | ПС 110/27,5/10 кВ ПС Колосівка, акумуляторна батарея | шт | 1 | 1000 | ні | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 | 2 кв.2024 | 4 кв.2024 |  |  |  |  | 1000 |
| 2.1.4. | ПС 110/35/27,5 кВ “Сербка”, ВРП-110 кВ | шт | 1 | 5000 | ні | 2 кв.2020 | 4 кв.2020 | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 |  | 5000 |  |  |  |
| 2.1.5. | ПС 110/27,5/10 кВ “Білгород-Дністровський”, акумуляторна батарея | шт | 1 | 1000 | ні | 2 кв.2020 | 4 кв.2020 | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 |  | 1000 |  |  |  |
| 2.1.6. | ПС 110/27,5/10 кВ “Одеса-Застава I”, акумуляторна батарея | шт | 1 | 1000 | ні | 2 кв.2020 | 4 кв.2020 | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 |  | 1000 |  |  |  |
| 2.1.7. | ПС 110/27,5/10 кВ “Берегова”, ВРП-110 кВ | шт | 1 | 15000 | ні | 2 кв.2022 | 4 кв.2022 | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 |  |  |  | 15000 |  |
| 2.1.8. | ПС 110/27,5/10 кВ “Берегова”, акумуляторна батарея | шт | 1 | 1000 | ні | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 | 2 кв.2024 | 4 кв.2024 |  |  |  |  | 1000 |
| 2.1.9. | ПС 110/35/27,5 кВ “Завадівка”, щитова | шт | 1 | 10000 | ні | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 | 2 кв.2024 | 4 кв.2024 |  |  |  |  | 10000 |
| 2.1.10. | ПС 110/35/27,5 кВ “Завадівка”, акумуляторна батарея | шт | 1 | 1000 | ні | 2 кв.2020 | 4 кв.2020 | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 |  | 1000 |  |  |  |
| 2.1.11. | ПС 110/35/27,5 кВ “Шевченко», ВРП-110 кВ | шт | 1 | 5000 | **ні** | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 | 2 кв.2022 | 4 кв.2022 |  |  | 5000 |  |  |
| 2.1.12. | ПС 110/35/27,5 кВ “Шевченко», акумуляторна батарея | шт | 1 | 1000 | ні | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 | 2 кв.2024 | 4 кв.2024 |  |  |  |  | 1000 |
| 2.1.13. | ПС 154/35/27,5/10 «Знам’янка», акумуляторна батарея | шт | 1 | 1000 | ні | 2 кв.2022 | 4 кв.2022 | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 |  |  |  | 1000 |  |
| 2.1.14. | ПС 154/35/27,5/10 «Знам’янка», ВРП-150 кВ | шт | 1 | 1500 | ні | 2 кв.2022 | 4 кв.2022 | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 |  |  |  | 1500 |  |
| 2.1.15. | ПС 154/35/27,5/10 «Можарово», ВРП-150 кВ | шт | 1 | 4000 | ні | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 | 2 кв.2024 | 4 кв.2024 |  |  |  |  | 4000 |
| 2.1.16. | ПС 154/35/27,5/10 «Можарово», щитова | шт | 1 | 11333 | так | 2 кв.2019 | 4 кв.2019 | 2 кв.2020 | 4 кв.2020 | 11 333 |  |  |  |  |
| 2.1.17. | ПС 150/27,5 кВ “Сугоклея” ВРП-150 кВ | шт | 1 | 30000 | ні | 4 кв.2023 | 2 кв.2023 | 4 кв.2024 | 4 кв.2024 |  |  |  |  | 30000 |
| 2.1.18. | ПС 110/35/27,5/10 кВ “Тимково”, акумуляторна батарея | шт | 1 | 1000 | ні | 4 кв.2021 | 2 кв.2021 | 4 кв.2022 | 4 кв.2022 |  |  | 1000 |  |  |
| 2.1.19. | ПС 110/35/27,5/10 кВ “Тимково”, щитова | шт | 1 | 12000 | ні | 2 кв.2020 | 4 кв.2020 | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 |  | 12000 |  |  |  |
| 2.1.20. | ПС 110/27,5/10 кВ “Попелюхи» акумуляторна батарея | шт | 1 | 1000 | ні | 4 кв.2023 | 2 кв.2023 | 4 кв.2024 | 4 кв.2024 |  |  |  |  | 1000 |
| 2.1.21. | ПС 110/27,5/10 кВ “Вапнярка», акумуляторна батарея | шт | 1 | 1000 | ні | 4 кв.2023 | 2 кв.2023 | 4 кв.2024 | 4 кв.2024 |  |  |  |  | 1000 |
| 2.1.22. | ПС-110/27,5/10 кВ «Яструбинове, ВРП-110 кВ | шт | 1 | 9000 | ні | 2 кв.2020 | 4 кв.2020 | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 |  | 9000 |  |  |  |
| 2.1.23. | ПС-110/27,5/10 кВ «Яструбинове, акумуляторна батарея | шт | 1 | 1000 | ні | 2 кв.2020 | 4 кв.2020 | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 |  | 1000 |  |  |  |
| 2.1.24. | ПС-150/35/27,5 кВ «Помічна», ВРП-150 кВ | шт | 1 | 10000 | ні | 2 кв.2022 | 4 кв.2022 | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 |  |  |  | 10000 |  |
| 2.1.25. | ПС-150/35/27,5 кВ «Плетений Ташлик», ВРП-150 кВ | шт | 1 | 10000 | ні | 4 кв.2023 | 2 кв.2023 | 4 кв.2024 | 4 кв.2024 |  |  |  |  | 10000 |
| 2.1.26 | ПС 110/35/27,5 кВ “Чубівка”. ВРП-110 кВ | шт | 1 | 1131 | так | 2 кв.2018 | 4 кв.2018 | 2 кв.2020 | 4 кв.2020 | 1131 |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **2.2.** | **Підстанції рівня напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього** | **шт** | **15** | **81269** |  |  |  |  |  | **11269** | **18500** | **8000** | 36000 | **7500** |
| 2.2.1. | ПС 110/27,5/10 кВ ПС Колосівка, ВРП-27,5 кВ | шт | 1 | 5000 | ні | 2 кв.2020 | 4 кв.2020 | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 |  | 5000 |  |  |  |
| 2.2.2. | ПС 110/35/27,5 кВ “Куліндорово”, ВРП-27,5 кВ | шт | 1 | 5000 | ні | 2 кв.2022 | 4 кв.2022 | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 |  |  |  | 5000 |  |
| 2.2.3. | ПС 110/35/27,5 кВ “Завадівка”, ВРП-35 кВ | шт | 1 | 4100 | так | 2 кв.2019 | 4 кв.2019 | 2 кв.2020 | 4 кв.2020 | 4100 |  |  |  |  |
| 2.2.4. | ПС 110/35/27,5 кВ “Завадівка”, ВРП-27,5 кВ | шт | 1 | 5000 | ні | 2 кв.2020 | 4 кв.2020 | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 |  | 5000 |  |  |  |
| 2.2.5. | ПС 110/35/27,5 кВ “Шевченко”, ВРП-27,5 кВ | шт | 1 | 2500 | ні | 2 кв.2020 | 4 кв.2020 | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 |  | 2500 |  |  |  |
| 2.2.6. | ПС 150/35/27,5 кВ “Фундукліївка”, ВРП-27,5 кВ | шт | 1 | 8000 | ні | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 | 2 кв.2022 | 4 кв.2022 |  |  | 8000 |  |  |
| 2.2.7. | ПС 154/35/27,5/10 «Знам’янка», ВРП-35 кВ | шт | 1 | 6000 | ні | 2 кв.2020 | 4 кв.2020 | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 |  | 6000 |  |  |  |
| 2.2.8. | ПС 154/35/27,5/10 «Знам’янка», ВРП-27,5 кВ | шт | 1 | 5000 | ні | 2 кв.2022 | 4 кв.2022 | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 |  |  |  | 5000 |  |
| 2.2.9. | ПС 154/35/27,5/10 «Можарово», ВРП-35 кВ | шт | 1 | 6000 | ні | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 | 2 кв.2024 | 4 кв.2024 |  |  |  |  | 6000 |
| 2.2.10. | ПС 154/35/27,5/10 «Можарово», ВРП-27,5 кВ | шт | 1 | 1500 | ні | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 | 2 кв.2024 | 4 кв.2024 |  |  |  |  | 1500 |
| 2.2.11. | ПС 35/10/6кВ ЦРП Знам’янка, ВРП-35 кВ | шт | 1 | 3677 | так | 2 кв.2019 | 4 кв.2019 | 2 кв.2020 | 4 кв.2020 | 3677 |  |  |  |  |
| 2.2.12. | ПС 110/35/27,5/10 кВ “Тимково”, ВРП-27,5 кВ | шт | 1 | 6000 | ні | 2 кв.2022 | 4 кв.2022 | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 |  |  |  | 6000 |  |
| 2.1.13. | ПС 110/35/27,5 кВ “Чубівка”. ВРП-27,5 кВ | шт | 1 | 10000 | ні | 2 кв.2022 | 4 кв.2022 | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 |  |  |  | 10000 |  |
| 2.1.14. | ТП-41 ст. Цвіткове 27,5/10 кВ | шт | 1 | 3492 | так | 2 кв.2019 | 4 кв.2019 | 2 кв.2020 | 4 кв.2020 | 3492 |  |  |  |  |
| 2.1.15. | ЦРП Знам’янка 35/10/6 кВ, щитова | шт | 1 | 10000 | ні | 2 кв.2022 | 4 кв.2022 | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 |  |  |  | 10000 |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **2.3.** | **Підстанції рівня напруги 6 (10) кВ, усього** | **шт** | **34** | **120148** |  |  |  |  |  | **2648** | **16000** | **33500** | **33000** | **35000** |
| 2.3.1. | ПС 110/35/27,5 кВ “Аккаржа, ВРП-10 кВ | шт | 1 | 4000 | ні | 2 кв.2022 | 4 кв.2022 | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 |  |  |  | 4000 |  |
| 2.3.2. | ПС 110/27,5/10 кВ “Білгород-Дністровський”, ВРП-10 кВ | шт | 1 | 4000 | ні | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 | 2 кв.2024 | 4 кв.2024 |  |  |  |  | 4000 |
| 2.3.3. | ПС 110/27,5/10 кВ “Одеса-Застава I”, ВРП-10 кВ | шт | 1 | 8000 | ні | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 | 2 кв.2024 | 4 кв.2024 |  |  |  |  | 8000 |
| 2.3.4. | ТП-360 ст. Одеса Пересип | шт | 1 | 3000 | *ні* | 2 кв.2020 | 4 кв.2020 | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 |  | 3000 |  |  |  |
| 2.3.5. | ПС 154/35/27,5/10 «Знам’янка», ВРП-10 кВ | шт | 1 | 4000 | ні | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 | 2 кв.2024 | 4 кв.2024 |  |  |  |  | 4000 |
| 2.3.6. | ПС 35/10/6кВ ЦРП Знам’янка, ВРП-10 кВ | шт | 1 | 4000 | ні | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 | 2 кв.2022 | 4 кв.2022 |  |  | 4000 |  |  |
| 2.3.7. | ПС 35/10/6кВ ЦРП Знам’янка, ВРП-6 кВ | шт | 1 | 4000 | ні | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 | 2 кв.2022 | 4 кв.2022 |  |  | 4000 |  |  |
| 2.3.8. | ТП-807 ст. Миколаїв | шт | 1 | 3500 | ні | 2 кв.2020 | 4 кв.2020 | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 |  | 3500 |  |  |  |
| 2.3.9. | РП-1 м. Таврійськ, м. Нова Каховка | шт | 1 | 3500 | ні | 2 кв.2020 | 4 кв.2020 | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 |  | 3500 |  |  |  |
| 2.3.10. | КТПО-109 Снігурівка-Євгенівка | шт | 1 | 1000 | ні | 2 кв.2020 | 4 кв.2020 | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 |  | 1000 |  |  |  |
| 2.3.11. | ЦРП-47 ст. Снігурівка | шт | 1 | 4500 | ні | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 | 2 кв.2022 | 4 кв.2022 |  |  | 4500 |  |  |
| 2.3.12. | ТП-714 м. Херсон | шт | 1 | 3000 | ні | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 | 2 кв.2022 | 4 кв.2022 |  |  | 3000 |  |  |
| 2.3.13. | КТПО-38 Тернівка-Мішкове | шт | 1 | 1000 | ні | 2 кв.2022 | 4 кв.2022 | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 |  |  |  | 1000 |  |
| 2.3.14. | ТП-618 ст. Миколаїв | шт | 1 | 3000 | ні | 2 кв.2022 | 4 кв.2022 | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 |  |  |  | 3000 |  |
| 2.3.15. | ТП-726 м. Миколаїв | шт | 1 | 2500 | ні | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 | 2 кв.2024 | 4 кв.2024 |  |  |  | 2500 |  |
| 2.3.16. | ТП-364 м. Миколаїв | шт | 1 | 3000 | ні | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 | 2 кв.2024 | 4 кв.2024 |  |  |  |  | 3000 |
| 2.3.17. | ТП-284 м. Миколаїв | шт | 1 | 3000 | ні | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 | 2 кв.2024 | 4 кв.2024 |  |  |  |  | 3000 |
| 2.3.18. | ПС 110/35/27,5/10 кВ “Тимково”, ЗРП-10 кВ | шт | 1 | 4000 | ні | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 | 2 кв.2022 | 4 кв.2022 |  |  | 4000 |  |  |
| 2.3.19. | ЗТП-1 м. Долинська | шт | 1 | 5000 | ні | 2 кв.2020 | 4 кв.2020 | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 |  | 5000 |  |  |  |
| 2.3.20. | ТП-27,5/10 кВ «Каскад» м. Мигаєво, ВРП-10 кВ | шт | 1 | 2500 | ні | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 | 2 кв.2024 | 4 кв.2024 |  |  |  |  | 2500 |
| 2.3.21. | ТП-53 10/0,4 кВ м. Подільськ | шт | 1 | 3500 | ні | 2 кв.2022 | 4 кв.2022 | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 |  |  |  | 3500 |  |
| 2.3.22. | ТП-379 10/0,4 кВ, м. Роздільна | шт | 1 | 3000 | ні | 2 кв.2022 | 4 кв.2022 | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 |  |  |  | 3000 |  |
| 2.3.23. | ПЖ Драбове | шт | 1 | 2648 | так | 2 кв.2019 | 4 кв.2019 | 2 кв.2020 | 4 кв.2020 | 2648 |  |  |  |  |
| 2.3.24. | ЗТП-10 ст .Гайворон ТМ-10/0,4 кВ | шт | 1 | 3500 | ні | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 | 2 кв.2022 | 4 кв.2022 |  |  | 3500 |  |  |
| 2.3.25. | ТП- ст. Знам’янка | шт | 1 | 3500 | ні | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 | 2 кв.2022 | 4 кв.2022 |  |  | 3500 |  |  |
| 2.3.26. | ТП-714 ст. Миколаїв | шт | 1 | 3500 | ні | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 | 2 кв.2022 | 4 кв.2022 |  |  | 3500 |  |  |
| 2.3.27. | ТП-9а ст. Помічна | шт | 1 | 3500 | ні | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 | 2 кв.2022 | 4 кв.2022 |  |  | 3500 |  |  |
| 2.3.28. | ТП-89 ст. Шевченко | шт | 1 | 4000 | ні | 2 кв.2022 | 4 кв.2022 | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 |  |  |  | 4000 |  |
| 2.3.29. | ТП-458 ст. Черкаси | шт | 1 | 4000 | ні | 2 кв.2022 | 4 кв.2022 | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 |  |  |  | 4000 |  |
| 2.3.30. | ТП-399 ст. Херсон | шт | 1 | 3000 | ні | 2 кв.2022 | 4 кв.2022 | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 |  |  |  | 3000 |  |
| 2.3.31. | ТП-726 ст. Кульбакіне | шт | 1 | 3000 | ні | 2 кв.2022 | 4 кв.2022 | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 |  |  |  | 3000 |  |
| 2.3.32. | ЗТП-4 ст. Гайворон | шт | 1 | 3000 | ні | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 | 2 кв.2024 | 4 кв.2024 |  |  |  |  | 3000 |
| 2.3.33. | ТП-90 ст. Шевченко | шт | 1 | 3500 | ні | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 | 2 кв.2024 | 4 кв.2024 |  |  |  |  | 3500 |
| 2.3.34. | ПС 154/35/27,5/10 «Можарово», ВРП-10 кВ | шт | 1 | 4000 | ні | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 | 2 кв.2024 | 4 кв.2024 |  |  |  |  | 4000 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **2.4.** | **Лінії електропередачі рівня напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього** | **0б** | **1** | **25000** |  |  |  |  |  | **0** | **0** | **25000** | **0** | **0** |
| 2.4.1. | ПЛ 35 кВ Знам’янка – Суботці Л-1 | об | 1 | 25000 | ні | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 | 2 кв.2022 | 4 кв.2022 |  |  | 25000 |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **2.5.** | **Лінії електропередачі рівня напруги 6 (10) кВ, усього** | **об** | **8** | **58936,59** |  |  |  |  |  | **16936.59** | **0** | **16000** | **0** | **26000** |
| 2.5.1. | ЛЕП-10 кВ на дільницях Херсон-Миколаїв, Херсон-Снігурівка та Херсон-Вадим | об | 1 | 8679,46 | так | 2 кв.2019 | 4 кв.2019 | 2 кв.2020 | 4 кв.2020 | 8679,46 |  |  |  |  |
| 2.5.2. | ПЛ-10 кВ на дільниці Ізмаїл-Ташбунар (2 черга) | об | 1 | 8257,13 | так | 2 кв.2018 | 4 кв.2018 | 2 кв.2020 | 4 кв.2020 | 8257,13 |  |  |  |  |
| 2.5.3. | ПЛ ПЕ-10 кВ дільниці Капітанівка – 1045 км (частково) | об | 1 | 8000 | ні | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 | 2 кв.2022 | 4 кв.2022 |  |  | 8000 |  |  |
| 2.5.4. | ПКЛ-10 кВ ПС 150/35/10 "Снігурівка"- ЦРП-47. | об | 1 | 8000 | ні | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 | 2 кв.2022 | 4 кв.2022 |  |  | 8000 |  |  |
| 2.5.5. | ПЛ-10 кВ Чорнобаївка — Чеховичі - Копані | об | 1 | 8000 | ні | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 | 2 кв.2024 | 4 кв.2024 |  |  |  |  | 8000 |
| 2.5.6. | ПЛ-10 кВ Новокиївка — Брилівка - Великі Копані | об | 1 | 8000 | ні | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 | 2 кв.2024 | 4 кв.2024 |  |  |  |  | 8000 |
| 2.5.8. | ПЛ-10 кВ на дільниці Ташбунари - Котлабух | об | 1 | 10000 | ні | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 | 2 кв.2024 | 4 кв.2024 |  |  |  |  | 10000 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **2.6.** | **Лінії електропередачі рівня напруги 0,4 кВ, усього** | **об** | **16** | **16 548** |  |  |  |  |  | **2248** | **5900** | **4800** | **0** | **3600** |
| 2.6.1. | ПЛ-0,4 кВ від ТП-714 фідера №12 "житловий фонд" вул. Паравозна м. Херсон | об | 1 | 698 | так | 2 кв.2019 | 4 кв.2019 | 2 кв.2020 | 4 кв.2020 | 698 |  |  |  |  |
| 2.6.2. | ПЛ-0,4 кВ від ТП-714 фідера №1 "житловий фонд" вул. «Паровозна, за адресою вул. Паровозна, м. Херсон | об | 1 | 1040 | так | 2 кв.2019 | 4 кв.2019 | 2 кв.2020 | 4 кв.2020 | 1040 |  |  |  |  |
| 2.6.3. | ПЛ-0, кВ від КТП-39 фідера №2 житловий фонд", зупиночна платформа Путійська, м Херсон | об | 1 | 510 | так | 2 кв.2019 | 4 кв.2019 | 2 кв.2020 | 4 кв.2020 | 510 |  |  |  |  |
| 2.6.4. | ПЛ-0,4 кВ ст. Золотоноша-2 | об | 1 | 700 | ні | 2 кв.2020 | 4 кв.2020 | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 |  | 700 |  |  |  |
| 2.6.5. | ПЛ-0,4 кВ від ТП-60 фідер «Дома МПС м. Котовськ | об | 1 | 1000 | ні | 2 кв.2020 | 4 кв.2020 | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 |  | 1000 |  |  |  |
| 2.6.6. | ПЛ-0,4 кВ від ТП-9 фідер «СМЕУ-2 ст. Вапнярка | об | 1 | 1000 | ні | 2 кв.2020 | 4 кв.2020 | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 |  | 1000 |  |  |  |
| 2.6.7. | ПЛ-023/0,4 кВ ст. Помічна Л-17/1 м. Помічна | об | 1 | 1000 | ні | 2 кв.2020 | 4 кв.2020 | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 |  | 1000 |  |  |  |
| 2.6.8. | ПЛ-023/0,4 кВ ст. Помічна Л-17/2 м. Помічна | об | 1 | 1000 | ні | 2 кв.2020 | 4 кв.2020 | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 |  | 1000 |  |  |  |
| 2.6.9. | ПЛ-0,4 кВ ф. Житкова ст.. Одеса Застава 1 | об | 1 | 1200 | ні | 2 кв.2020 | 4 кв.2020 | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 |  | 1200 |  |  |  |
| 2.6.10. | ПЛ-0,4 кВ ф. Ближнє поселення м. Одеса, вул. Гефта | об | 1 | 1200 | ні | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 | 2 кв.2022 | 4 кв.2022 |  |  | 1200 |  |  |
| 2.6.11. | ПЛ-0,4 кВ ст. Усатове | об | 1 | 1200 | ні | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 | 2 кв.2022 | 4 кв.2022 |  |  | 1200 |  |  |
| 2.6.12. | ПЛ-0,4 кВ ст. Ладижин (частково) | об | 1 | 1200 | ні | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 | 2 кв.2022 | 4 кв.2022 |  |  | 1200 |  |  |
| 2.6.13. | ПЛ-0,23 кВ ст. Войнівка | об | 1 | 1200 | ні | 2 кв.2021 | 4 кв.2021 | 2 кв.2022 | 4 кв.2022 |  |  | 1200 |  |  |
| 2.6.14. | ПЛ-0,4 кВ ст. Чорноліська | об | 1 | 1200 | ні | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 | 2 кв.2024 | 4 кв.2024 |  |  |  |  | 1200 |
| 2.6.15. | ПЛ-0,4 кВ ст. Роздільна | об | 1 | 1200 | ні | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 | 2 кв.2024 | 4 кв.2024 |  |  |  |  | 1200 |
| 2.6.16. | ПЛ-0,4кВ ф.ФАП ст.Рудниця | об | 1 | 1200 | ні | 2 кв.2023 | 4 кв.2023 | 2 кв.2024 | 4 кв.2024 |  |  |  |  | 1200 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **3** | **Заходи зі зниження нетехнічних витрат електричної енергії** |  |  | **39260,79** |  |  |  |  |  | **7260,79** | **8000** | **8000** | **8000** | **8000** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **4** | **Впровадження та розвиток автоматизованих систем диспетчерсько–технологічного керування (АСДТК)** |  |  | **40000** |  |  |  |  |  | **20000** | **20000** | **0** | **0** | **0** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **5** | **Впровадження та розвиток інформаційних технологій** |  |  | **4996,56** |  |  |  |  |  | **996,56** | **1000** | **1000** | **1000** | **1000** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **6** | **Впровадження та розвиток систем зв'язку** |  |  | **0** |  |  |  |  |  | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **7** | **Модернізація та закупівля колісної техніки** |  |  | **54280** |  |  |  |  |  | **10280** | **11000** | **11000** | **11000** | **11000** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **8** | **Інше** |  |  | **29535,4** |  |  |  |  |  | **5535,40** | **6000** | **6000** | **6000** | **6000** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | **Усього** | | | **628938,34** |  |  |  |  |  | **89638,34** | **125400,0** | **99300,00** | **157500,0** | **157100,0** |

**Табл. 28.8. Перелік та етапи виконання заходів ПРСР (закінчення)**

| **№ з/п** | **Найменування заходів** | **Створюваний резерв потужності/ пропускної здатності, МВт** | **Джерело фінансування** | **Критерії (відповідно до підпунтку 3.2.6 глави 3.2 КСР)** | **Обгрунтування включення до ПРСР (СПР, технічний стан, ПРСП, вимога ОСП тощо), вказати назву документа та сторінку** | **Стислий опис робіт** | **№ сторінки пояснювальної записки** | **Примітка** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|
|
| 1 | 2 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 |
| **1** | **Нове будівництво об'єктів системи розподілу** |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **2.** | **Реконструкція, технічне переоснащення об'єктів системи розподілу** |  |  |  |  |  |  |  |
| **2.1.** | **Підстанції рівня напруги 110 (154, 220) кВ, усього** |  |  |  |  |  |  |  |
| 2.1.1. | ПС 110/27,5/10 кВ ПС Колосівка, ВРП-110 кВ | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Заміна ОД-КЗ на елегазові вимикачі; заміна МКП-110 на елегазовий вимикач з трансформаторами струму 600/5; заміна роз’єднувачів , шлейфів, трансформаторів напруги. |  |  |
| 2.1.2. | ПС 110/27,5/10 кВ ПС Колосівка, щитова | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна існуючих панелей управління та захисту на шафи управління, автоматики та захисту з використанням пристроїв мікропроцесорного захисту, заміна пристроїв загальної підстанційної сигналізації, кіл оперативного струму, власних потреб із збереженням основних принципів реалізації захисту. |  |  |
| 2.1.3. | ПС 110/27,5/10 кВ ПС Колосівка, акумуляторна батарея | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Заміна акумуляторної батареї із підзарядним пристроєм |  |  |
| 2.1.4. | ПС 110/35/27,5 кВ “Сербка”, ВРП-110 кВ | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Заміна МКП-110 на елегазовий вимикач з трансформаторами струму 600/5; заміна роз’єднувачів , трансформаторів напруги. |  |  |
| 2.1.5. | ПС 110/27,5/10 кВ “Білгород-Дністровський”, акумуляторна батарея | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Заміна акумуляторної батареї із підзарядним пристроєм |  |  |
| 2.1.6. | ПС 110/27,5/10 кВ “Одеса-Застава I”, акумуляторна батарея | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Заміна акумуляторної батареї із підзарядним пристроєм |  |  |
| 2.1.7. | ПС 110/27,5/10 кВ “Берегова”, ВРП-110 кВ | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Заміна МКП-110 ВВ №№ 1,2,3,4 на елегазові вимикачі з трансформаторами струму 600/5, МКП-110 СВ, ОВ, ТП-1, 2 з трансформаторами струму 600/5. |  |  |
| 2.1.8. | ПС 110/27,5/10 кВ “Берегова”, акумуляторна батарея | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Заміна акумуляторної батареї із підзарядним пристроєм |  |  |
| 2.1.9. | ПС 110/35/27,5 кВ “Завадівка”, щитова | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна існуючих панелей управління та захисту на шафи управління, автоматики та захисту з використанням пристроїв мікропроцесорного захисту, заміна пристроїв загальної підстанційної сигналізації, кіл оперативного струму, власних потреб із збереженням основних принципів реалізації захисту. |  |  |
| 2.1.10. | ПС 110/35/27,5 кВ “Завадівка”, акумуляторна батарея | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Заміна акумуляторної батареї із підзарядним пристроєм |  |  |
| 2.1.11. | ПС 110/35/27,5 кВ “Шевченко», ВРП-110 кВ | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна вимикачів В-110 Т-1, В-110 АТ-90, ШСВ-110 на сучасні елегазові вимикачі |  |  |
| 2.1.12. | ПС 110/35/27,5 кВ “Шевченко», акумуляторна батарея | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Заміна акумуляторної батареї із підзарядним пристроєм |  |  |
| 2.1.13. | ПС 154/35/27,5/10 «Знам’янка», акумуляторна батарея | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Заміна акумуляторної батареї із підзарядним пристроєм |  |  |
| 2.1.14. | ПС 154/35/27,5/10 «Знам’янка», ВРП-150 кВ | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна існуючих розрядників типу РВМ-35 приєднання 1-Т,2-Т (на вводах тягових трансформаторів, 2 комплекти). Заміну виконати на сучасні ОПН |  |  |
| 2.1.15. | ПС 154/35/27,5/10 «Можарово», ВРП-150 кВ | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна двох комплектів ОД/КЗ на елегазові вимикачі. |  |  |
| 2.1.16. | ПС 154/35/27,5/10 «Можарово», щитова | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна існуючих панелей управління та захисту на шафи управління, автоматики та захисту з використанням пристроїв мікропроцесорного захисту, заміна пристроїв загальної підстанційної сигналізації, кіл оперативного струму, власних потреб із збереженням основних принципів реалізації захисту. |  |  |
| 2.1.17. | ПС 150/27,5 кВ “Сугоклея” ВРП-150 кВ | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна масляних вимикачів типу У-220 3- фазні (7 шт.) рік випуску 1981-1982р.р. на елегазові вимикачі. З трансформаторами струму |  |  |
| 2.1.18. | ПС 110/35/27,5/10 кВ “Тимково”, акумуляторна батарея | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Заміна акумуляторної батареї із підзарядним пристроєм |  |  |
| 2.1.19. | ПС 110/35/27,5/10 кВ “Тимково”, щитова | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна існуючих панелей управління та захисту на шафи управління, автоматики та захисту з використанням пристроїв мікропроцесорного захисту, заміна пристроїв загальної підстанційної сигналізації, кіл оперативного струму, власних потреб із збереженням основних принципів реалізації захисту. |  |  |
| 2.1.20. | ПС 110/27,5/10 кВ “Попелюхи» акумуляторна батарея | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Заміна акумуляторної батареї із підзарядним пристроєм |  |  |
| 2.1.21. | ПС 110/27,5/10 кВ “Вапнярка», акумуляторна батарея | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Заміна акумуляторної батареї із підзарядним пристроєм |  |  |
| 2.1.22. | ПС-110/27,5/10 кВ «Яструбинове, ВРП-110 кВ | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Заміна морально та фізично застарілого обладнання ВРУ-110 кВ на нове (вимикач МКП-110) |  |  |
| 2.1.23. | ПС-110/27,5/10 кВ «Яструбинове, акумуляторна батарея | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Заміна акумуляторної батареї із підзарядним пристроєм |  |  |
| 2.1.24. | ПС-150/35/27,5 кВ «Помічна», ВРП-150 кВ | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Заміна морально та фізично застарілого обладнання ВРУ-150 кВ на нове (масляні вимикачі У-220-10, У-220-1000/2000-25, трансформатори напруги НКФ-220, загороджувачі РЗ-600, фільтри приєднання ОФП-4, конденсатори зв’язку). |  |  |
| 2.1.25. | ПС-150/35/27,5 кВ «Плетений Ташлик», ВРП-150 кВ | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Заміна морально та фізично застарілого обладнання ВРУ-150 кВ на нове (масляний вимикач У-220-10, ОД-КЗ). |  |  |
| 2.1.26 | ПС 110/35/27,5 кВ “Чубівка”. ВРП-110 кВ | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Реконструкція ВРП-110 кВ ПС Чубівка із улаштуванням обліку електричної енергії в точці закупівлі електроенергії в ОРЕ |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **2.2.** | **Підстанції рівня напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього** |  |  |  |  |  |  |  |
| 2.2.1. | ПС 110/27,5/10 кВ ПС Колосівка, ВРП-27,5 кВ | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Заміна масляних вимикачів ВВ-1,2, ТСН-1,2 на вакуумні з ТТ, улаштування обліку електроенергії, заміна вимикачів Ф к/м № 1,2,3,4,5, ЗМВ на вакуумні з ТТ. улаштування обліку електроенергії |  |  |
| 2.2.2. | ПС 110/35/27,5 кВ “Куліндорово”, ВРП-27,5 кВ | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Заміна масляних вимикачів ВВ-1,2, ТСН-1,2 на вакуумні з ТТ, улаштування обліку електроенергії, заміна вимикачів Ф к/м № 1,2,3,4,5, ЗМВ на вакуумні з ТТ. улаштування обліку електроенергії. |  |  |
| 2.2.3. | ПС 110/35/27,5 кВ “Завадівка”, ВРП-35 кВ | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна масляних вимикачів типу С-35, МКП-35, ВМД-35. Монтаж обладнання на конструкціях блочного типу (В-35 з тр-ми струму та роз'єднувачами) всіх приєднань, а саме: В-35 Т-1, В-35 РПТ-1, В-35 Т-2, В-35 РПТ-2, В-35 фідерів №1,2,3,4 – 8 шт,заміну тр-рів напруги ТН-35 1 та 2 с.ш., додаткову установку тр-рів напруги ТН-35 3 с.ш.. |  |  |
| 2.2.4. | ПС 110/35/27,5 кВ “Завадівка”, ВРП-27,5 кВ | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміну масляних вимикачів типу МКП-35 на сучасні вакуумні вимикачі приєднань В-27,5 Т-1; В-27,5 Т-2; В-27,5 - ДПР-1; В-27,5 - ДПР-2; В-35 ТВП-1; В-35 ТВП-2; В-27,5 КП. |  |  |
| 2.2.5. | ПС 110/35/27,5 кВ “Шевченко”, ВРП-27,5 кВ | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна вимикача В КП типу ВВФ-27,5 на сучасний вакуумний вимикач. |  |  |
| 2.2.6. | ПС 150/35/27,5 кВ “Фундукліївка”, ВРП-27,5 кВ | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна трансформатора напруги ТН КП НОМ-35 кВ, трансформатора струму КП ТФЗМ-35 кВ, роз'єднувачів РЛНДЗ-35-1-35/600, ізоляторів СТ-35, прохідних ізоляторів 35 кВ |  |  |
| 2.2.7. | ПС 154/35/27,5/10 «Знам’янка», ВРП-35 кВ | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна масляних вимикачів на вакуумні та заміну вбудованих трансформаторів струму на окремо встановлені; заміну існуючих роз’єднувачів на більш сучасні; заміну шинного моста 35кВ 1Т. |  |  |
| 2.2.8. | ПС 154/35/27,5/10 «Знам’янка», ВРП-27,5 кВ | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна існуючих силових трансформаторів типу ТМ-400 на нові, сучасного виробництва; заміну існуючих масляних вимикачів на вакуумні та заміну вбудованих трансформаторів струму на окремо встановлені; замінити існуючі роз’єднувачі на більш сучасні; виконати заміну контакторів ТВП на вакуумні вимикачі з установкою трансформаторів струму по напрузі 0,23кВ |  |  |
| 2.2.9. | ПС 154/35/27,5/10 «Можарово», ВРП-35 кВ | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна існуючих розрядників типу РВМ-35, РВС-35 приєднання 1-Т,2-Т (на вводах тягових трансформаторів, 2 комплекти), ТН-31, ТН-32 (2 комплекти). Заміну виконати на сучасні ОПН. |  |  |
| 2.2.10. | ПС 154/35/27,5/10 «Можарово», ВРП-27,5 кВ | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна масляного вимикача на вакуумний та заміну вбудованих трансформаторів струму на окремо встановлені. |  |  |
| 2.2.11. | ПС 35/10/6кВ ЦРП Знам’янка, ВРП-35 кВ | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Технічне переоснащення обладнання ВРП-35 кВ 3 с.ш. ЦРП Знам’янка ПС-35/10/6 кВ, а саме передбачити заміну існуючих масляних вимикачів на вакуумні та окремо встановленими трансформаторами струму; виконати заміну трансформаторів напруги на аналогічні, сучасного виробництва; виконати заміну вентильних розрядників на ОПН; замінити існуючі роз’єднувачі на більш сучасні. |  |  |
| 2.2.12. | ПС 110/35/27,5/10 кВ “Тимково”, ВРП-27,5 кВ | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна масляних вимикачів типу ВМК рік випуску 1981-1982р.р. на вакуумні вимикачі. |  |  |
| 2.1.13. | ПС 110/35/27,5 кВ “Чубівка”. ВРП-27,5 кВ | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна застарілого обладнання на нове аналогічне сучасного виробництва. Переоснащення планується виконати в зв’язку із понаднормативним терміном експлуатації обладнання підстанції - 27 років |  |  |
| 2.1.14. | ТП-41 ст. Цвіткове 27,5/10 кВ | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Технічне переоснащення РП-27,5 кВ, РП-10кВ та РП-0,4 кВ ТП-41 Цвіткове, а саме передбачити заміну силового трансформатора ТМ-1000/27,5/10 кВ, масляних вимикачів типу ВМГ-133 на сучасні вакуумні вимикачі, заміну комірки з трансформатором напруги та монтаж ОПН-10, заміну трансформатора власних потреб ТМ-25/10 та запобіжників, встановлення релейного захисту, шафи телекерування та приладів обліку електроенергії. |  |  |
| 2.1.15. | ЦРП Знам’янка 35/10/6 кВ, щитова | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж АТ «Укрзалізниця» на період 2020 – 2024 роки  2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Технічне переоснащення обладнання ВРП-35 кВ 3 с.ш. ЦРП Знам’янка ПС-35/10/6 кВ, а саме передбачити заміну існуючих масляних вимикачів на вакуумні та окремо встановленими трансформаторами струму; виконати заміну трансформаторів напруги на аналогічні, сучасного виробництва; виконати заміну вентильних розрядників на ОПН; замінити існуючі роз’єднувачі на більш сучасні. |  |  |
| 2.3. | Підстанції рівня напруги 6 (10) кВ, усього |  |  |  |  |  |  |  |
| 2.3.1. | ПС 110/35/27,5 кВ “Аккаржа, ВРП-10 кВ | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна морально та фізично застарілого обладнання 10 кВ |  |  |
| 2.3.2. | ПС 110/27,5/10 кВ “Білгород-Дністровський”, ВРП-10 кВ | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна морально та фізично застарілого обладнання 10 кВ |  |  |
| 2.3.3. | ПС 110/27,5/10 кВ “Одеса-Застава I”, ВРП-10 кВ | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна морально та фізично застарілого обладнання 10 кВ |  |  |
| 2.3.4. | ТП-360 ст. Одеса Пересип | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Реконструкція будівлі ТП та його обладнання з заміною на ТП модульного типу. |  |  |
| 2.3.5. | ПС 154/35/27,5/10 «Знам’янка», ВРП-10 кВ | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна існуючих масляних вимикачів ВМГ-133 на вакуумні вимикачі сучасного виробництва. |  |  |
| 2.3.6. | ПС 35/10/6кВ ЦРП Знам’янка, ВРП-10 кВ | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна існуючих масляних вимикачів у кількості 5шт, встановлених в комірки КРУ2-10 на вакуумні вимикачі, встановлені в комірки сучасного виробництва . Передбачити заміну обладнання комірок: заміну трансформаторів струму на нові; заміну комутаційної апаратури. |  |  |
| 2.3.7. | ПС 35/10/6кВ ЦРП Знам’янка, ВРП-6 кВ | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна існуючих масляних вимикачів у кількості 9шт, встановлених в комірки КРУ2-6 на вакуумні вимикачі, встановлені в комірки сучасного виробництва . Передбачити заміну обладнання комірок: заміну трансформаторів струму на нові; заміну комутаційної апаратури. |  |  |
| 2.3.8. | ТП-807 ст. Миколаїв | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна вимикачів навантаження типу ВНП-16 в РП-6 кВ на вакуумні вимикачі 3 од та обладнання дистанційним керуванням, забезпечення надійної, безпечної, ефективної експлуатації системи розподілу, підвищення енергоефективності роботи розподільчих електромереж. |  |  |
| 2.3.9. | РП-1 м. Таврійськ, м. Нова Каховка | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Реконструкція із заміною морально та фізично застарілого обладнання РП-10кВ та РП-0,4 кВ на нове для забезпечення надійної, безпечної, ефективної експлуатації системи розподілу. Облаштування приладами обліку електричної енергії для складання балансу та контролю споживання |  |  |
| 2.3.10. | КТПО-109 Снігурівка-Євгенівка | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Реконструкція із заміною КТПО-10/10/0,23 кВ на КТП-25/10/0,4 кВ з заміною мереж 0,23 кВ на 0,4 кВ, забезпечення достатньої пропускної спроможності системи розподілу (приведення до відповідності приєднаної потужності 36 кВт). |  |  |
| 2.3.11. | ЦРП-47 ст. Снігурівка | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна морально а фізично застарілого обладнання 10/0,4 кВ |  |  |
| 2.3.12. | ТП-714 м. Херсон | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна морально та фізично застарілого обладнання 10/0,4 кВ |  |  |
| 2.3.13. | КТПО-38 Тернівка-Мішкове | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна морально та фізично застарілого обладнання 10/0,4 кВ |  |  |
| 2.3.14. | ТП-618 ст. Миколаїв | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна морально та фізично застарілого обладнання 10/0,4 кВ |  |  |
| 2.3.15. | ТП-726 м. Миколаїв | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна морально та фізично застарілого бладнання 10/0,4 кВ |  |  |
| 2.3.16. | ТП-364 м. Миколаїв | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна морально та фізично застарілого обладнання 10/0,4 кВ |  |  |
| 2.3.17. | ТП-284 м. Миколаїв | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна морально та фізично застарілого обладнання 10/0,4 кВ |  |  |
| 2.3.18. | ПС 110/35/27,5/10 кВ “Тимково”, ЗРП-10 кВ | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | технічне переоснащення обладнання ЗРП 10 кВ ПС Тимкове, а саме передбачити заміну масляних вимикачів на вакуумні. |  |  |
| 2.3.19. | ЗТП-1 м. Долинська | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | технічне переоснащення ВРП 27,5 кВ Долинська, а саме провести технічне переоснащення ВРП 27,5 кВ ввідної комірок з заміною застарілого та фізично зношеного масляного вимикача рік вводу в експлуатацію – 1978, на вакуумний вимикач. |  |  |
| 2.3.20. | ТП-27,5/10 кВ «Каскад» м. Мигаєво, ВРП-10 кВ | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна морально та фізично застарілого обладнання 10 кВ |  |  |
| 2.3.21. | ТП-53 10/0,4 кВ м. Подільськ | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна морально та фізично застарілого обладнання 10/0,4 кВ |  |  |
| 2.3.22. | ТП-379 10/0,4 кВ, м. Роздільна | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна морально та фізично застарілого обладнання 10/0,4 кВ |  |  |
| 2.3.23. | ПЖ Драбове | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна комірок типу МКФН-3, МКФН-3П, МКФН-П, КРУН-ІУ з масляними вимикачами ВМГ-10 на вакуумні, заміну комірки МКТ для трансформатора ТМ-100/10 АБ, заміну кабельних ліній 10 та 0,4 кВ. |  |  |
| 2.3.24. | ЗТП-10 ст .Гайворон ТМ-10/0,4 кВ | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна трансформатора ТМ-63/10/0,4 кВ на сучасний. Переоснащення планується виконати в зв’язку із понаднормативним терміном експлуатації обладнання (51 рік), |  |  |
| 2.3.25. | ТП-2 ст. Знам’янка | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна застарілого обладнання комірок на нове аналогічне сучасного виробництва. Комірки фізично та морально застарілі, в експлуатації 61 рік |  |  |
| 2.3.26. | ТП-714 ст. Миколаїв | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна морально та фізично застарілого обладнання 10/0,4 кВ |  |  |
| 2.3.27. | ТП-9а ст. Помічна | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна морально та фізично застарілого обладнання 10/0,4 кВ |  |  |
| 2.3.28. | ТП-89 ст. Шевченко | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна морально та фізично застарілого обладнання 10/0,4 кВ |  |  |
| 2.3.29. | ТП-458 ст. Черкаси | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна морально та фізично застарілого обладнання 10/0,4 кВ |  |  |
| 2.3.30. | ТП-399 ст. Херсон | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна морально та фізично застарілого обладнання 10/0,4 кВ |  |  |
| 2.3.31. | ТП-726 ст. Кульбакіне | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна морально та фізично застарілого обладнання 10/0,4 кВ |  |  |
| 2.3.32. | ЗТП-4 ст. Гайворон | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна морально та фізично застарілого обладнання 10/0,4 кВ |  |  |
| 2.3.33. | ТП-90 ст. Шевченко | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна морально та фізично застарілого обладнання 10/0,4 кВ |  |  |
| 2.3.34. | ПС 154/35/27,5/10 «Можарово», ВРП-10 кВ | 0 | Амортизація | 1; 2; 3; 6 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | заміна існуючих комірок КРУН-10кВ на комірки сучасного виробництва оснащені приладами РЗА та приладами обліку електричної енергії. Передбачити заміну обладнання комірок: масляних вимикачів на вакуумні, заміну трансформаторів струму на нові; заміну комутаційної апаратури |  |  |
| **2.4.** | **Лінії електропередачі рівня напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього** |  |  |  |  |  |  |  |
| 2.4.1. | ПЛ 35 кВ Знам’янка – Суботці Л-1 | 0 | Амортизація | 1, 2, 3, 8, 9 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **2.5.** | **Лінії електропередачі рівня напруги 6 (10) кВ, усього** |  |  |  |  |  |  |  |
| 2.5.1. | ЛЕП-10 кВ на дільницях Херсон-Миколаїв, Херсон-Снігурівка та Херсон-Вадим | 0 | Амортизація | 1, 2, 3, 8, 9 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Заміна проводів, підтримуючих та несучих конструкцій на нові для підвищення надійності електропостачання споживачів та підвищення якості електричної енергії що передається та побудова ПЛ-10 кВ через залізничний міст |  |  |
| 2.5.2. | ПЛ-10 кВ на дільниці Ізмаїл-Ташбунар (2 черга) | 0 | Амортизація | 1, 2, 3, 8, 9 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Заміна проводів, підтримуючих та несучих конструкцій на нові для підвищення надійності електропостачання споживачів та підвищення якості електричної енергії що передається |  |  |
| 2.5.3. | ПЛ ПЕ-10 кВ дільниці Капітанівка – 1045 км (частково) | 0 | Амортизація | 1, 2, 3, 8, 9 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Заміна проводів, підтримуючих та несучих конструкцій на нові для підвищення надійності електропостачання споживачів та підвищення якості електричної енергії що передається |  |  |
| 2.5.4. | ПКЛ-10 кВ ПС 150/35/10 "Снігурівка"- ЦРП-47. | 0 | Амортизація | 1, 2, 3, 8, 9 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Заміна проводів, підтримуючих та несучих конструкцій на нові для підвищення надійності електропостачання споживачів та підвищення якості електричної енергії що передається |  |  |
| 2.5.5. | ПЛ-10 кВ Чорнобаївка — Чеховичі - Копані | 0 | Амортизація | 1, 2, 3, 8, 9 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Заміна проводів, підтримуючих та несучих конструкцій на нові для підвищення надійності електропостачання споживачів та підвищення якості електричної енергії що передається |  |  |
| 2.5.6. | ПЛ-10 кВ Новокиївка — Брилівка - Великі Копані | 0 | Амортизація | 1, 2, 3, 8, 9 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Заміна проводів, підтримуючих та несучих конструкцій на нові для підвищення надійності електропостачання споживачів та підвищення якості електричної енергії що передається |  |  |
| 2.5.8. | ПЛ-10 кВ на дільниці Ташбунари - Котлабух | 0 | Амортизація | 1, 2, 3, 8, 9 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Заміна проводів, підтримуючих та несучих конструкцій на нові для підвищення надійності електропостачання споживачів та підвищення якості електричної енергії що передається |  |  |
|  |  |  |  | 1, 2, 3, 8, 9 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. |  |  |  |
| **2.6.** | **Лінії електропередачі рівня напруги 0,4 кВ, усього** |  |  |  |  |  |  |  |
| 2.6.1. | ПЛ-0,4 кВ від ТП-714 фідера №12 "житловий фонд" вул. Паравозна м. Херсон | 0 | Амортизація | 1, 2, 3, 8, 9 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Технічне переоснащення з заміною проводу на СІП, заміною вводів та монтажем виносних боксів обліку у квартабонентів з установкою лічильників електроенергії з можливістю інтеграції в АСКОЕ, з установкою контролера збору даних в ТП |  |  |
| 2.6.2. | ПЛ-0,4 кВ від ТП-714 фідера №1 "житловий фонд" вул. «Паровозна, за адресою вул. Паровозна, м. Херсон | 0 | Амортизація | 1, 2, 3, 8, 9 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Технічне переоснащення з заміною проводу на СІП, заміною вводів та монтажем виносних боксів обліку у квартабонентів з установкою лічильників електроенергії з можливістю інтеграції в АСКОЕ, з установкою контролера збору даних в ТП |  |  |
| 2.6.3. | ПЛ-0, кВ від КТП-39 фідера №2 житловий фонд", зупиночна платформа Путійська, м Херсон | 0 | Амортизація | 1, 2, 3, 8, 9 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Технічне переоснащення з заміною проводу на СІП, заміною вводів та монтажем виносних боксів обліку у квартабонентів з установкою лічильників електроенергії з можливістю інтеграції в АСКОЕ, з установкою контролера збору даних в ТП |  |  |
| 2.6.4. | ПЛ-0,4 кВ ст. Золотоноша-2 | 0 | Амортизація | 1, 2, 3, 8, 9 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Технічне переоснащення з заміною проводу на СІП, заміною вводів та монтажем виносних боксів обліку у квартабонентів з установкою лічильників електроенергії з можливістю інтеграції в АСКОЕ, з установкою контролера збору даних в ТП |  |  |
| 2.6.5. | ПЛ-0,4 кВ від ТП-60 фідер «Дома МПС м. Котовськ | 0 | Амортизація | 1, 2, 3, 8, 9 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Технічне переоснащення з заміною проводу на СІП, заміною вводів та монтажем виносних боксів обліку у квартабонентів з установкою лічильників електроенергії з можливістю інтеграції в АСКОЕ, з установкою контролера збору даних в ТП |  |  |
| 2.6.6. | ПЛ-0,4 кВ від ТП-9 фідер «СМЕУ-2 ст. Вапнярка | 0 | Амортизація | 1, 2, 3, 8, 9 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Технічне переоснащення з заміною проводу на СІП, заміною вводів та монтажем виносних боксів обліку у квартабонентів з установкою лічильників електроенергії з можливістю інтеграції в АСКОЕ, з установкою контролера збору даних в ТП |  |  |
| 2.6.7. | ПЛ-023/0,4 кВ ст. Помічна Л-17/1 м. Помічна | 0 | Амортизація | 1, 2, 3, 8, 9 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Технічне переоснащення з заміною проводу на СІП, заміною вводів та монтажем виносних боксів обліку у квартабонентів з установкою лічильників електроенергії з можливістю інтеграції в АСКОЕ, з установкою контролера збору даних в ТП |  |  |
| 2.6.8. | ПЛ-023/0,4 кВ ст. Помічна Л-17/2 м. Помічна | 0 | Амортизація | 1, 2, 3, 8, 9 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Технічне переоснащення з заміною проводу на СІП, заміною вводів та монтажем виносних боксів обліку у квартабонентів з установкою лічильників електроенергії з можливістю інтеграції в АСКОЕ, з установкою контролера збору даних в ТП |  |  |
| 2.6.9. | ПЛ-0,4 кВ ф. Житкова ст.. Одеса Застава 1 | 0 | Амортизація | 1, 2, 3, 8, 9 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Технічне переоснащення з заміною проводу на СІП, заміною вводів та монтажем виносних боксів обліку у квартабонентів з установкою лічильників електроенергії з можливістю інтеграції в АСКОЕ, з установкою контролера збору даних в ТП |  |  |
| 2.6.10. | ПЛ-0,4 кВ ф. Ближнє поселення м. Одеса, вул. Гефта | 0 | Амортизація | 1, 2, 3, 8, 9 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Технічне переоснащення з заміною проводу на СІП, заміною вводів та монтажем виносних боксів обліку у квартабонентів з установкою лічильників електроенергії з можливістю інтеграції в АСКОЕ, з установкою контролера збору даних в ТП |  |  |
| 2.6.11. | ПЛ-0,4 кВ ст. Усатове | 0 | Амортизація | 1, 2, 3, 8, 9 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Технічне переоснащення з заміною проводу на СІП, заміною вводів та монтажем виносних боксів обліку у квартабонентів з установкою лічильників електроенергії з можливістю інтеграції в АСКОЕ, з установкою контролера збору даних в ТП |  |  |
| 2.6.12. | ПЛ-0,4 кВ ст. Ладижин (частково) | 0 | Амортизація | 1, 2, 3, 8, 9 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Технічне переоснащення з заміною проводу на СІП, заміною вводів та монтажем виносних боксів обліку у квартабонентів з установкою лічильників електроенергії з можливістю інтеграції в АСКОЕ, з установкою контролера збору даних в ТП |  |  |
| 2.6.13. | ПЛ-0,23 кВ ст. Войнівка | 0 | Амортизація | 1, 2, 3, 8, 9 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Технічне переоснащення з заміною проводу на СІП, заміною вводів та монтажем виносних боксів обліку у квартабонентів з установкою лічильників електроенергії з можливістю інтеграції в АСКОЕ, з установкою контролера збору даних в ТП |  |  |
| 2.6.14. | ПЛ-0,4 кВ ст. Чорноліська | 0 | Амортизація | 1, 2, 3, 8, 9 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Технічне переоснащення з заміною проводу на СІП, заміною вводів та монтажем виносних боксів обліку у квартабонентів з установкою лічильників електроенергії з можливістю інтеграції в АСКОЕ, з установкою контролера збору даних в ТП |  |  |
| 2.6.15. | ПЛ-0,4 кВ ст. Роздільна | 0 | Амортизація | 1, 2, 3, 8, 9 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Технічне переоснащення з заміною проводу на СІП, заміною вводів та монтажем виносних боксів обліку у квартабонентів з установкою лічильників електроенергії з можливістю інтеграції в АСКОЕ, з установкою контролера збору даних в ТП |  |  |
| 2.6.16. | ПЛ-0,4кВ ф.ФАП ст.Рудниця | 0 | Амортизація | 1, 2, 3, 8, 9 | 1. Схема перспективного розвитку електричних мереж на період 2020 – 2024 роки АТ «Укрзалізниця». 2. Технічний стан обладнання ПС не відповідає вимогам нормативних документів. | Технічне переоснащення з заміною проводу на СІП, заміною вводів та монтажем виносних боксів обліку у квартабонентів з установкою лічильників електроенергії з можливістю інтеграції в АСКОЕ, з установкою контролера збору даних в ТП |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **3** | **Заходи зі зниження нетехнічних витрат електричної енергії** | **0** | **інші доходи** | **–** | **технічний стан** | **приведення обліку електроенергії до вимог нормативних документів** | **–** | **–** |
| **4** | **Впровадження та розвиток автоматизованих систем диспетчерсько–технологічного керування (АСДТК)** | **0** | **інші доходи** | **–** | **покращення надійності електропостачання, оперативність виконання робіт** | **система диспетчерського управління об’єктами електропостачання** |  |  |
| **5** | **Впровадження та розвиток інформаційних технологій** | **0** | **інші доходи** | **–** | **технічний стан** | **закупівля комп’ютерної та програмного забезпечення** |  |  |
| **6** | **Впровадження та розвиток систем зв'язку** | **0** | **інші доходи** | **–** | **-** | **-** |  |  |
| **7** | **Модернізація та закупівля колісної техніки** | **0** | **інші доходи** | **–** | **технічний стан** | **закупівля автотракторної техніки** |  |  |
| **8** | **Інше** | **0** | **інші доходи** | **–** | **технічний стан, вимоги Кодексу систем розподілу** | **закупівля приладів** |  |  |

# Аналіз витрат та вигод (з урахуванням техніко-економічних показників) проектів з розвитку системи розподілу

Аналіз витрат та вигод (з урахуванням техніко-економічних показників) проектів з розвитку системи розподілу На сьогодні ДП “НЕК Укренерго” для проведення аналізу витрат та вигод проектів розвитку електричних мереж використовують СОУ НЕК 20.171:2017 “Методологія аналізу витрат і вигод проектів розвитку електричних мереж”, згідно якої рекомендовано для використання комбінований аналіз затрат і вигод та багатокритеріальний аналіз, що відповідає Регламенту (ЄС) 347/2013, на основі якого і була розроблена «Методологія …..» (даний стандарт служить для «внутрішнього» застосування). Орім цьогого, даному методу оцінювання віддає перевагу загальноєвропейська енергосистема ENTSO-E, інтеграція до якої передбачена Угодою про Асоціацію між Україною та ЄС. При оцінюванні проектів розвитку системи розподілу застосовують наступні категорії вигід: - підвищення надійності електропостачання; - соціально-економічний ефект; - підтримка інтеграції ВДЕ; - енергоефективність; - зменшення викидів вуглекислого газу за рахунок введення нових ВДЕ; - гнучкість системи розподілу. Загальні пооб’єктні витрати за проектом Плану розвитку оператора системи розподілу регіональної філії «Одеська залізниця» АТ «Укрзалізниця» визначалися відповідно до нормативного документу СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44:2011 "Укрупнені показники вартості підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ". Проте, слід відмітити, що вище наведена схема та система оцінки не може бути застосованою повністю відносно проектів системи розподілу, які включені в План розвитку, оскільки на даному етапі вони визначені, як найоптимальніше рішення конкретного «вузького місця» в системі розподілу. Отже можна зробити висновок, що на даний час відсутня методика, що дала б змогу провести коректний аналіз затрат та вигод проектів, що включені в План розвитку ОСР, також слід зазначити, що даний План розвитку формується операторами систем розподілу вперше. При формуванні Плану розвитку оператора системи розподілу регіональної філії «Одеська залізниця» АТ «Укрзалізниця» на 2020 – 2024 роки враховувались всі реалії життя, які передували теперішній ситуації стану мереж. На протязі 60-80 рр. XX ст. за рахунок б’юджетних засобів швидкими темпами розвивались електричні мережі 110-10 кВ. При цьому слід відмітити, що при проведенні суцільної електрифікації допускались деякі недоліки, які мали План розвитку ОСР регіональної філії «Одеська залізниця» АТ «Укрзалізниця» на 2020-2024 роки 146 об’єктивний характер через маштабність задачі і колосальний об’єм фінансових затрат: - будувались довгі лінії і однотрансформаторні підстанції; - застосовувались радіальні схеми і т.п.; Починаючи з 1991 р бюджетне фінансування електричних мереж майже припинилось. Попри все, ступінь надійності була такою, що вона вистояла весь період лібералізації цін, починаючи з 1991 р. по 2006 рік. Очевидно, що не без втрат – були втрачені ресурси на розвиток, був сильно виснажений ресурс енергетичного обладнання внаслідок заморожування процесу його відновлення. В Плані розвитку оператора системи розподілу регіональної філії «Одеська залізниця» АТ «Укрзалізниця» на 2020 – 2024 роки враховувались реальні фінансові можливості Товариства, так як очікувати на приріст інвестицій із інших джерел у поточному році чи у найближчі роки не доводиться. В даний час неможливо забезпечити надійність електричних мереж з допомогою юридичних та правових важелів, тому що надійність технічної системи – це в першу чергу проблеми технічні, які напряму пов’язані з коштами, необхідними для мінімально-реального підтримування і розвитку електричних мереж. Кошти в сумі близько 665,327 млн. грн. що необхідні для здійснення заходів даного Плану розвитку покриваються за рахунок наступних джерел фінансування (**Табл. 16**):

Табл. 16. План інвестицій за джерелами фінансування (необхідний рівень)

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ з/п** | **Статті джерел фінансування (тис. грн без ПДВ)** | **2020** | **2021** | **2022** | **2023** | **2024** |
| **1** | **Власні кошти:** | **81 068,00** | **101 335,00** | **126 668,75** | **158 335,94** | **197 919,92** |
| 1.1 | амортизаційні відрахування | 65 000,00 | 81 250,00 | 101 562,50 | 126 953,13 | 158 691,41 |
| 1.2 | прибуток на виробничі інвестиції | 658,00 | 822,50 | 1 028,13 | 1 285,16 | 1 606,45 |
| 1.3 | за перетоки реактивної е/е | 15 410,00 | 19 262,50 | 24 078,13 | 30 097,66 | 37 622,07 |
| 1.4 | плата за приєднання | - |  |  |  |  |
| 1.5 | інші (розшифрувати) |  |  |  |  |  |
| **2** | **Залучені кошти:** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** |
| 2.1 | кредити |  |  |  |  |  |
| 2.2 | фінансова допомога |  |  |  |  |  |
| 2.3 | інші (розшифрувати) |  |  |  |  |  |
| **3** | **Усього** | **81 068,00** | **101 335,00** | **126 668,75** | **158 335,94** | **197 919,92** |

В свою чергу використовуючи діючий на сьогодні документ ГДК 340.000.002-97 “Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі” розроблений інститутом “Укренергомережпроект” та прийнятий 20 січня 1997 року, можна провести розрахунок економічної ефективності (вигод) від впровадження заходів Плану розвитку оператора системи розподілу регіональної філії «Одеська залізниця» АТ «Укрзалізниця» на 2020-2024 роки враховуючи вище приведені грошові затрати у вигляді джерел фінансування.

***Розрахунокекономічноїефективності(вигод)***

від впровадження заходів Плану розвитку оператора системи розподілу регіональної філії «Одеська залізниця» АТ «Укрзалізниця» на 2020-2024 роки

Цим розрахунком визначається загальноекономічна ефективність від впровадження інвестицій в цілому для підприємства за сумарними витратами і результатами.

Так як впровадження Плану розвитку триватиме 5 років, а актуалізація проводитиметься щорічно то приймемо поточні показники постійні протягом всього розрахункового періоду, то як критеріальні показники використовуємо (п.2.14 Методики) інтегральний ефект, рентабельність інвестицій Ri і термін окупності Ток

1. Критерієм загальної ефективності за умови, що інвестиції К здійснюються протягом одного року, а поточний прибуток не змінюється за розрахунковий період, є рентабельність інвестицій.

Ri > E

де Ri – рентабельність інвестицій.

Е – процентна ставка національного банку України, Е = 0,18

Ri = (Пpt + Apt + Лt)/ К [ 2.15]

де Пpt – поточний річний чистий прибуток:

Пpt дорівнює балансовому прибутку з відрахуванням податку на прибуток таоплати процентів за кредит.

Пpt = Пt + Нnt + Bkpt [2.3]

де Пt - балансовий прибуток

Нnt – податок на прибуток

Нnt=p Пt

де р – чинна ставка податку на прибуток, р = 0,18

Вkpt – оплата процентів за кредит,

Вkpt=Ekp\*Бkp(t-1) [4.4]

де Еkp – ставка з кредиту

Бkp(t-1) – сума заборгованості з кредиту станом на попередній рік

Пt - балансовий (оподаткований) прибуток за рік

Прогнозований прибуток на 2020-2024 роки Пt = 89254 тис.грн.

Пt = Дt - Вet - Ввтрt - Apt [2.2]

де Дt – надходження за транспорт електроенергії та інші оподатковувані

доходи (від продажу цінних паперів, надання в оренду приміщень і т.д.) в році t.

Дt = Д трt - Дінші

Д трt = Wt (Цвих - Цвх )

де Wt – задана передача електроенергії (без врахування втрат)

Цвх – тариф на вході в мережу (покупний)

Цвих – тариф на виході з мережі

Вet – витрати на експлуатацію електричної мережі (річні витрати на технічне обслуговування і ремонт).

Ввтр – вартість втрат електричної енергії,

Ввтр = W Цвх

де ΔW – втрати, кВт.год.

Цвх – тариф на вході в електромережу, грн./кВт.год.

Враховуючи те, що

Аpt – амортизаційні відрахування на реновацію.

К – інвестиції (затрати на здійснення програми), К = 665327 тис.грн.

Розрахуємо рентабельність інвестицій

Ri= (89254+533457,03)/665327 = 0,94

Ri = 0,82 > Е = 0,18

Термін окупності Ток дорівнює оберненій величині рентабельності

інвестицій Ri, при цьому Ток = Тп, де Тп – період повернення капіталу

Ток =1/ Ri = 1 / 0,94 = 1,07

Для статичних задач розрахунковий період дорівнює

Тр = 1/Е = 1/0,18 = 5,56

Критерій ефективності повинен бути Ток< Тр

В нашому випадку Ток = 1,07 < Тр = 5,56

Основним критеріальним показником ефективності капіталовкладень є

позитивне значення інтегрального ефекту Пдс

Пдс = ((Пt + Ap) /Е) – К = ((89254+533457,03)/0,18) – 665327 = 2794178

Таким чином всі показники ефективності капітальних вкладень позитивні, а тому План розвитку ОСР регіональної філії «Одеська залізниця» АТ «Укрзалізниця» на 2020-2024 роки може бути впроваджений.

# Висновки

План розвитку оператора системи розподілу регіональної філії «Одеська залізниця» АТ «Укрзалізниця» на 2020-2024 роки розроблений у відповідності до вимог чинних нормативних документів. Підставою для формування даного плану став аналіз фактичного стану електричних мереж та їх зношеності.

План формувався згідно вимог СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-103:2014 і включає детальне обґрунтування розроблених заходів.

При аналізі існуючого стану були визначені всі елементи мереж, які відпрацювали термін служби та підлягають реконструкції та технічному переоснащенні.

Технічне переоснащення тягових підстанцій 110(150) кВ та трансформаторних підстанцій 27,5 та 10 кВ передбачає модернізацію обладнання, що відпрацювало свій експлуатаційний ресурс, має дефекти в роботі, не забезпечує надійності роботи мереж та призводить до завищених втрат.

Що стосується елементів мережі 110-35 кВ (ПЛ, ПС), які підлягають технічному переоснащенні повністю або частково, кількість їх досить значна, що вимагатиме значних капіталовкладень при об’єктивній обмеженості фінансових можливостей.

В зв’язку з цим на першому етапі технічного переоснащення підлягають елементи, які повністю відпрацювали свій ресурс, а переобладнання кожного елементу визначається з точки зору найбільшої ефективності капіталовкладень.

Перспективний план є приблизною оцінкою обсягу робіт, переліку проектів та обсягів фінансування, необхідних для призупинення процесу старіння мереж Товариства та підвищення надійності електропостачання до світового рівня. План є орієнтовним, може бути змінений оскільки засновується на сьогоднішній оцінці технічного стану мереж та існуючих сьогодні прогнозах зростання навантаження, які можуть переглядатися. Виконання цього плану у повному обсязі дозволить суттєво покращити стан електричних мереж, значно зменшити втрати електроенергії, забезпечити надійне та якісне енергопостачання споживачів в межах залізниці.

Технічне переоснащення розподільчих підстанцій 35-110 кВ відбувається за рахунок комплексного підходу до виконання заходів. Першочергово виконується роботи по обладнанню, що відпрацювало свій експлуатаційний ресурс, має дефекти в роботі, не забезпечує надійності роботи мереж та призводить до завищених втрат.

Метою підвищення надійності роботи електричних мереж, їх керування та захисту передбачається проведення ряду заходів з заміною застарілих комутаційних апаратів (ВД, КЗ, ПСН, масляні вимикачі) на сучасні комутаційні апарати в комплекті з захистом та автоматикою. Згідно з вимогами СОУ МЕВ 40.1-00100227-01:2016 «Побудова та експлуатація електричних мереж. Технічна політика. Частина 2» в електричних мережах з напругою 110 кВ застосовуються елегазові та вакуумні вимикачі. В мережах з напругою 10-35 кВ передбачаються вакуумні вимикачі. Монтаж та заміна вимикачів 10-110 кВ планується в комплексі з модернізацією пристроїв РЗА та ПА з використанням сучасного обладнання з можливістю автоматичного керування, телевимірювання та телесигналізації.

Виконання комплексної реконструкції об'єктів дозволить, крім підвищення надійності і працездатності магістральних мереж, істотно знизити втрати потужності за рахунок застосування обладнання з кращими техніко-економічними показниками, зменшити витрати на обслуговування об'єктів, вивільнити обслуговуючий персонал.

Згідно аналізу технічного стану розподільчих мереж потребує реконструкції наступне обладнання:

трансформатори, що відпрацювали більше 40 років:

* трансформатори 150 кВ – 2 шт.;
* трансформатори 110 кВ – 26 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 6 шт.;
* трансформатори 27,5кВ – 29 шт.;
* трансформатори 10(6) кВ – 12 шт.;
* трансформатори, що відпрацювали від 35 до 39 років:
* трансформатори 150 кВ – 0 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 0 шт.;
* трансформатори 27,5кВ – 1 шт.;
* трансформатори, що відпрацювали від 30 до 34 років:
* трансформатори 150 кВ – 0 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 0 шт.;
* трансформатори 10 кВ – 1 шт.;

Згідно норм існує потреба в заміні ВД/КЗ на вимикачі та заміна масляних вимикачів на вакуумні для напруги 10-35 кВ та на елегазові для 150 (110) кВ. Потреба в першочерговій реконструкції високовольтного обладнання в період до 2025 року становить:

* ВД/КЗ та вимикачі, що відпрацювали більше 40 років:
* ВД/КЗ-150 кВ – 4 шт.;
* ВД/КЗ-110 кВ – 2 шт.;
* масляні вимикачі 150 кВ – 14 шт.;
* масляні вимикачі 110 кВ – 6 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 41 шт.;
* масляні вимикачі 27,5 кВ – 22 шт.;
* масляні вимикачі 10(6) кВ – 128 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 35 до 39 років:
* масляні вимикачі 150 кВ – 0 шт.;
* масляні вимикачі 110 кВ – 8 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 0 шт.;
* масляні вимикачі 10(6) кВ – 2 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 30 до 34 років:
* ВД/КЗ-110 кВ – 3 шт.;
* масляні вимикачі 150 кВ – 2 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 1 шт.;
* масляні вимикачі 27,5 кВ – 12 шт.;
* масляні вимикачі 10(6) кВ – 0 шт.;

Загальний обсяг необхідного фінансування на період 2020 - 2024 роки становить 665,327 млн. грн.

Джерелами фінансування «Плану розвитку» є амортизація, на виробничі інвестиції, плата за перетоки реактивної енергії на рівні, який затверджено в існуючому тарифі Товариства. Але для виконання розробленого «Плану розвитку» у повному обсязі можливо, при необхідності, залучення додаткових кредитних ресурсів, або коштів зацікавлених організацій.

Крім того, визначення цін на виконання робіт і вартість матеріалів та обладнання на будівництво та реконструкцію електричних мереж протягом 2020-2024 рр. є надзвичайно складним.

Тому треба зауважити, що вартість деяких заходів визначено орієнтовно, виходячи із вартості аналогічних заходів, які вже були реалізовані Товариством. Ціни, визначені на рівні 2019 року, також є орієнтовною величиною, враховуючи існуючі темпи інфляції. Тому «План розвитку» необхідно переглядати та доповнювати щорічно.

Заходи, передбачені «Планом розвитку», є підставою для формування щорічної інвестиційної програми АТ «Укрзалізниця».

Автопарк регіональної філії «Одеська залізниця» АТ «Укрзалізниця» налічує 262 одиниці колісної техніки, 25 одиниць з якої підлягає списанню.

**Узагальнений порівняльний аналіз змін технічного стану колісних транспортних засобів, спеціальних машин та механізмів, виконаних на колісних шасі \***

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № з/п | Назва показника | Одиниця виміру | Підлягають списанню в 2019 році | Одинична вартість, тис.грн. без ПДВ | Загальна вартість |
| 1 | Загальна кількість колісної техніки | шт. | 25 |  | **52600** |
| 2 | Автокрани | шт. | 5 | 4600 | 23000 |
| 3 | Автобурові машини | шт. | 0 | 0 | 0 |
| 4 | Бурильно-кранові машини | шт. | 0 | 0 | 0 |
| 5 | Автовежі телескопічні та підіймачі | шт. | 5 | 1670 | 8350 |
| у т.ч. на базі тракторів | шт. | 0 | 0 | 0 |
| 6 | Електролабораторії | шт. | 2 | 1950 | 3900 |
| 7 | Автомобілі (вахтові) для перевезення бригад робітників | шт. | 2 | 1300 | 2600 |
| у т.ч. для оперативних виїзних бригад (ОВБ) | шт. | 0 | 0 | 0 |
| 8 | Вантажні автомобілі | шт. | 2 | 1350 | 2700 |
| 9 | Автомобілі з кузовами типів фургон, пікап | шт. | 7 | 1400 | 9800 |
| 10 | Автобуси категорій М3 та М2 ("мікроавтобуси") | шт. | 0 | 0 | 0 |
| 11 | Легкові автомобілі | шт. | 0 | 0 | 0 |
| 12 | Трактори і механізми, виконані на їх базі | шт. | 1 | 1650 | 1650 |
| 13 | Причепи, напівпричепи | шт. | 1 | 600 | 600 |
| 14 | Автонавантажувачі | шт. | 0 | 0 | 0 |

**Узагальнений порівняльний аналіз змін технічного стану колісних транспортних засобів, спеціальних машин та механізмів, виконаних на колісних шасі \***

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № з/п | Назва показника | Одиниця виміру | Показник на кінець року | | | |
| 2016 | 2017 | 2018 | 2019 з урахуванням обсягів запланованих робіт |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1 | Загальна кількість колісної техніки | шт. | 260 | 262 | 262 | 263 |
| з них підлягає списанню | шт. | 25 | 25 | 25 | 25 |
|  | % | 9,60% | 9,50% | 9,50% | 9,50% |
| 1.1 | Автокрани | шт. | 8 | 8 | 8 | 8 |
| з них підлягають списанню | шт. | 5 | 5 | 5 | 5 |
|  | % | 62,50% | 62,50% | 62,50% | 62,50% |
| 1.2 | Автобурові машини | шт. | 5 | 5 | 5 | 5 |
| з них підлягають списанню | шт. | 0 | 0 | 0 | 0 |
|  | % | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% |
| 1.3 | Бурильно-кранові машини | шт. | 3 | 3 | 3 | 3 |
| з них підлягають списанню | шт. | 0 | 0 | 0 | 0 |
|  | % | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% |
| 1.4 | Автовежі телескопічні та підіймачі | шт. | 19 | 19 | 19 | 19 |
| з них підлягають списанню | шт. | 5 | 5 | 5 | 5 |
|  | % | 26,30% | 26,30% | 26,30% | 26,30% |
| у т.ч. на базі тракторів | шт. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| з них підлягають списанню | шт. | 0 | 0 | 0 | 0 |
|  | % | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% |
| 1.5 | Автомобільні електромеханічні майстерні | шт. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| з них підлягають списанню | шт. | 0 | 0 | 0 | 0 |
|  | % | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% |
| 1.6 | Електролабораторії | шт. | 11 | 13 | 13 | 14 |
| з них підлягають списанню | шт. | 2 | 2 | 2 | 2 |
|  | % | 18,20% | 15,40% | 15,40% | 14,30% |
| 1.7 | Автомобілі (вахтові) для перевезення бригад робітників | шт. | 14 | 14 | 14 | 14 |
| з них підлягають списанню | шт. | 2 | 2 | 2 | 2 |
|  | % | 14,30% | 14,30% | 14,30% | 14,30% |
| у т.ч. для оперативних виїзних бригад (ОВБ) | шт. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| з них підлягають списанню | шт. | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
|  | % | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% |
| 1.8 | Вантажні автомобілі | шт. | 28 | 28 | 28 | 28 |
| з них підлягають списанню | шт. | 2 | 2 | 2 | 2 |
|  | % | 7,10% | 7,10% | 7,10% | 7,10% |
| 1.9 | Автомобілі для перевезення вантажів та пасажирів | шт. | 36 | 36 | 36 | 36 |
| з них підлягають списанню | шт. | 0 | 0 | 0 | 0 |
|  | % | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% |
| 1.10 | Автомобілі з кузовами типів фургон, пікап | шт. | 45 | 45 | 45 | 45 |
| з них підлягають списанню | шт. | 7 | 7 | 7 | 7 |
|  | % | 15,60% | 15,60% | 15,60% | 15,60% |
| 1.11 | Автобуси категорій МЗ та М2 ("мікроавтобуси") | шт. | 3 | 3 | 3 | 3 |
| з них підлягають списанню | шт | 0 | 0 | 0 | 0 |
|  | % | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% |
| 1.12 | Легкові автомобілі | шт | 23 | 23 | 23 | 23 |
| з них підлягають списанню | шт | 0 | 0 | 0 | 0 |
|  | % | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% |
| 1.13 | Трактори і механізми, виконані на їх базі | шт | 18 | 18 | 18 | 18 |
| з них підлягають списанню | шт | 1 | 1 | 1 | 1 |
|  | % | 5,60% | 5,60% | 5,60% | 5,60% |
| 1.14 | Причепи, напівпричепи | шт | 45 | 45 | 45 | 45 |
| з них підлягають списанню | шт | 1 | 1 | 1 | 1 |
|  | % | 2,20% | 2,20% | 2,20% | 2,20% |
| 1.15 | Автомайстерні | шт | 0 | 0 | 0 | 0 |
| з них підлягають списанню | шт | 0 | 0 | 0 | 0 |
|  | % | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% |
| 1.16 | Спеціальні легкові автомобілі | шт | 0 | 0 | 0 | 0 |
| з них підлягають списанню | шт | 0 | 0 | 0 | 0 |
|  | % | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% |
| 1.17 | Спеціальні автомобілі, виконані на шасі вантажівок | шт | 0 | 0 | 0 | 0 |
| з них підлягають списанню | шт | 0 | 0 | 0 | 0 |
|  | % | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% |
| 1.18 | Автонавантажувачі | шт | 2 | 2 | 2 | 2 |
| з них підлягають списанню | шт | 0 | 0 | 0 | 0 |
|  | % | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% |
| 1.19 | Інші види колісної техніки (розшифрувати) | шт. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| з них підлягають списанню | шт. | 0 | 0 | 0 | 0 |
|  | % | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% |

Виконання програми перспективного розвитку регіональної філії «Одеська залізниця» АТ «Укрзалізниця» до 2024 року зважаючи на:

* Необхідність залучати зовнішнє фінансування для реалізації заходів плану;
* Діючі положення тарифної методології, яка не передбачає включення витрат, пов’язаних із залученням зовнішніх джерел фінансування в тариф та чітких механізмів повернення інвестицій;
* Досвід Товариства щодо залучення кредитних ресурсів і неврахування відповідних витрат в тарифах та розуміючи, що реалізація "Програми розвитку" неможлива без:
* забезпечення джерелами фінансування та створення привабливих умов його залучення;
* забезпечення привабливої для інвестора норми прибутку на вкладений капітал;
* внесення відповідних змін до тарифної методології, де передбачатиметься врахування всіх пов’язаних із залученням такого фінансування витрат та чіткий механізм повернення інвестицій;
* включення відповідних витрат у тариф;

дасть можливість:

* перейти на значно вищий ступінь сталої роботи системи і надійного та якісного електропостачання споживачів;
* скоротити технологічні витрати електроенергії на її транспортування електромережами 0,4-110 кВ;
* скоротити витрати на обслуговування, контроль і ревізію обладнання;
* за рахунок впровадження вакуумних та елегазових вимикачів:
* підвищити комутаційний і механічний ресурс;
* мінімізувати вимоги до обслуговування;
* виключити можливість забруднення довкілля;
* скоротити експлуатаційні витрати;
* зменшити пожежо- та вибухонебезпеку.
* за рахунок впровадження релейного захисту на мікропроцесорній основі підвищити надійність роботи електроустаткування і обсяг точок мережі, що контролюються.