ТОМ 1

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

**Регіональна філія «Донецька залізниця»**

ЗМІСТ

[1. Вступ](#_Toc16864448) 4

[2. Характеристика](#_Toc16864449) 6

[3. Технічний стан електричних мереж](#_Toc16864450) 8

[3.1. Технічний стан підстанцій 35 та 110 кВ](#_Toc16864451) 13

[3.2. Технічний стан ліній електропередавання 35 та 110 кВ](#_Toc16864452) 14

[4. Фактичні та прогнозні обсяги попиту на електричну енергію та потужність у системі розподілу, обсяги розподілу (у т.ч. транзиту) електричної енергії мережами ОСР](#_Toc16864453) 15

[5. Фактичні та обґрунтовані прогнозні обсяги відпуску електричної енергії виробників електричної енергії, приєднаних до системи розподілу (визначені, де необхідно, у координації з ОСП)](#_Toc16864454) 16

[6. Інформація щодо існуючих електроустановок виробництва електричної енергії, які приєднані до системи розподілу](#_Toc16864455) 17

[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)](#_Toc16864456) 18

[8. Дані щодо прогнозної потужності приєднання нових електроустановок (на основі заяв про приєднання та доступної потужності в точках забезпечення потужності)](#_Toc16864457) 19

[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](#_Toc16864458) 21

[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](#_Toc16864459) 24

[10.1. Необхідність реконструкції та модернізації підстанцій 35 та 110 кВ](#_Toc16864460) 24

[10.2. Необхідність реконструкції та модернізації ПЛ 35 та 110 кВ](#_Toc16864461) 25

[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](#_Toc16864462) 26

[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](#_Toc16864463) 26

[12.1. Аналіз технічного стану РЗА на ПС 110 та 35 кВ](#_Toc16864464) 27

[12.2. Необхідність реконструкції та модернізації РЗА](#_Toc16864465) 27

[12.3. Оцінка відповідності параметрів комутаційного обладнання струмам к.з.](#_Toc16864466) 28

[13. Дані щодо завантаження електричних мереж напругою 20 кВ та вище в характерні періоди їх роботи для нормальних та ремонтних режимів](#_Toc16864467) 29

[14. Інформація (фактичні та заплановані рівні показників) щодо якості електропостачання (комерційна якість послуг, надійність (безперервність) та якість електроенергії) та заходів, направлених на її підвищення](#_Toc16864475) 34

[15. Інформащія щодо розміщення пристроїв фіксації/аналізу показників якості електроенергії та планів щодо їх встановлення](#_Toc16864476) 36

[16. Інформація щодо запланованого виведення обладнання системи розподілу з експлуатації та оцінка впливу такого виведення](#_Toc16864477) 37

[17. Плани в частині заходів з компенсації реактивної потужності](#_Toc16864478) 38

[18. Плани в частині улаштування "інтелектуального" обліку електричної енергії](#_Toc16864479) 39

[19. Заходи з розвитку телемеханізації](#_Toc16864480) 42

[20. Фактичні та прогнозні витрати електроенергії в системі розподілу та заходи, направлені на їх зниження](#_Toc16864481) 43

[21. Аналіз переведення мереж 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ](#_Toc16864482) 48

[22. Заходи з впровадження мереж "Smart Grids"](#_Toc16864483) 49

[23. Узагальнений перелік та стан мереж 0,4-10 кВ](#_Toc16864484) 50

[24. Інформація щодо об'єктів незавершеного будівництва, реконструкції та технічного переоснащення](#_Toc16864485) 51

[25. Інформація щодо раніше виконаних ТЕО та плани з реалізації заходів по таким ТЕО](#_Toc16864486) 53

[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.](#_Toc16864487) 54

[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](#_Toc16864488) 55

[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](#_Toc16864489) 73

[29. Аналіз витрат та вигод (з урахуванням техніко-економічних показників) проектів з розвитку системи розподілу](#_Toc16864490) 77

[30. Висновки](#_Toc16864491) 80

# Вступ

Регіональна філія «Донецька залізниця» АТ «Укрзалізниця» (далі – Товариство) забезпечує розподіл електричної енергії на територіях Донецької та Луганської областей, а також частково на територіях Харківської, Запорізької та Дніпропетровської областей України. Товариство обслуговує понад 13500 споживачів в межах здійснення ліцензованої діяльності.

Головні напрямки технічного розвитку Товариства 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 розвитку формувався згідно вимог СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-103:2014на підставі аналізу виконання заходів по модернізації пристроїв електропостачання за 2014-2019 роки.

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:

* суттєвого покращення стану електричних мереж;
* зниження технічних та понаднормативних втрат електроенергії на передачу її по мережам Товариства;
* покращення якості та зменшення термінів ремонтно-відновлювальних робіт;
* удосконалення системи керування енергосистемою;
* розвитку системи та засобів зв’язку Товариства;
* впровадження прогресивних технічних засобів, систем та технологій енергозабезпечення.

План розвитку передбачає виконання наступних організаційно-технічних заходів:

* заходи, які забезпечують надійну та економічну роботу Товариства (експлуатація та розвиток електричних мереж та електрообладнання);
* 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 Плану розвитку залишаються будівництво, реконструкція та модернізація електричних мереж 0,4 - 154 кВ в межах здійснення діяльності Товариства.

План розвитку 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; 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 Товариства, який розроблено на період 2020 - 2024 рр., підлягає щорічному доопрацюванню та доповненню, з урахуванням реальних результатів виконаних заходів, запланованих на поточний рік.

# Характеристика господарства електропостачання регіональної філії «Донецька Залізниця»

Забезпечує електропостачання споживачів на території Донецької, Луганської та частково Харківської, Запорізької та Дніпропетровської областей.

***До складу господарства електропостачання регіональної філії Донецька залізниця входять:***

* Структурний підрозділ «Лиманська дистанція електропостачання»;
* Структурний підрозділ «Волноваська дистанція електропостачання»;
* Структурний підрозділ «Попаснянська дистанція електропостачання»;
* Структурний підрозділ «Покровська дистанція електропостачання»;
* Структурний підрозділ «Слов’янська дистанція електропостачання»;

***Основними цілями діяльності господарства є:***

* Здійснення діяльності у сфері експлуатації пристроїв контактної мережі, тягових підстанцій, одладнання електропостачання, службово-технічних та інших будівель та споруд, які знаходяться на балансі дистанцій електрпопостачання;
* здійснення діяльності з питань безперебійного, надійного та ефективного фуннкціонування електричних мереж господарства;
* забезпечення утримання електричних мереж і забезпечення їх довгострокової спроможності шляхом перспективного планування заходів та інвестицій, направлених на їх технічне переоснащення, реконструкцію і розвиток для забезпечення достатньої потужності та надійності їх функціонування;
* організація роботи щодо ведення ліцензійної діяльності з розподілу електричної енергії;
* підвищення рівня безпеки руху як одного з найбільш важливих якісних показників залізничного транспорту.

***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;

Табл. 1. Загальні характеристики господарства електропостачання регіональної філії «Донецька залізниця»

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Параметр** | **Одиниця виміру** | **2019 рік** |
| **Площа території, на якій здійснюється діяльність** | **обл.** | **Донецька, Луганська, Харківська (частково), Запорізька (частково), Дніпропетровська (частково)** |
| **Загальна довжина електричних мереж** | **км** | **2058,88** |
| **ПЛ 110 кВ** | **км** | **0,4** |
| **ПЛ 35 кВ** | **км** | **51,62** |
| **ПЛ 6(10) кВ** | **км** | **1421,2** |
| **КЛ 6(10) кВ** | **км** | **60,19** |
| **ПЛ 0,4 кВ** | **км** | **322,08** |
| **КЛ 0,4 кВ** | **км** | **203,39** |
| **Сумарна потужність власних трансформаторів** | **МВА** | **1217,23** |
| **110 кВ** | **МВА** | **499** |
| **35 кВ** | **МВА** | **47,96** |
| **Загальна кількість підстанцій** | **од.** | **126** |
| **110 кВ** | **од.** | **27** |
| **35 кВ** | **од.** | **7** |

# 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 **Ошибка! Источник ссылки не найден.** (у випадку погіршення технічного стану) та в **Табл. 3** (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) | **0,4** | **0,4** | **0,4** | **0,4** | **0,4** |
| у доброму стані | **0,4** | **0,4** | **0,4** | **0,4** | **0,4** |
| підлягає реконструкції | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| підлягає капітальному ремонту | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| підлягає повній заміні | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| виведено з експлуатації | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 3 | **ПЛ-35 кВ, усього** | км (по трасі) | **51,62** | **51,62** | **51,62** | **51,62** | **51,62** |
| у доброму стані | 45,42 | 45,42 | 45,42 | 45,42 | 45,42 |
| підлягає реконструкції | 6,2 | 6,2 | 6,2 | 6,2 | 6,2 |
| підлягає капітальному ремонту | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| підлягає повній заміні | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| виведено з експлуатації | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 4 | **ПЛ-6 (10) кВ, усього** | км (по трасі) | **1421,20** | **1421,20** | **1421,20** | **1421,20** | **1421,20** |
| у доброму стані | 1307,99 | 1307,99 | 1307,99 | 1156,23 | 1156,23 |
| підлягає реконструкції | 113,21 | 113,21 | 113,21 | 113,21 | 113,21 |
| підлягає капітальному ремонту | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 138,73 | 138,73 |
| підлягає повній заміні | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 13,03 | 13,03 |
| виведено з експлуатації | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 5 | **ПЛ-0,4 кВ, усього** | км (по трасі) | **322,08** | **322,08** | **322,08** | **322,08** | **322,08** |
| у доброму стані | 285,54 | 285,54 | 264,84 | 213,10 | 213,10 |
| підлягає реконструкції | 36,54 | 36,54 | 36,54 | 36,54 | 36,54 |
| підлягає капітальному ремонту | 0.00 | 0.00 | 20,7 | 40,35 | 40,35 |
| підлягає повній заміні | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 32,09 | 32,09 |
| виведено з експлуатації | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 9 | **КЛ-6 (10) кВ, усього** | км | **60,19** | **60,19** | **60,19** | **60,19** | **60,19** |
| у доброму стані | 52,97 | 52,97 | 48,07 | 48,07 | 48,07 |
| підлягає реконструкції | 2,47 | 2,47 | 2,47 | 2,47 | 2,47 |
| підлягає капітальному ремонту | 4,71 | 4,71 | 4,71 | 4,71 | 4,71 |
| підлягає повній заміні | 0,04 | 0,04 | 4,94 | 4,94 | 4,94 |
| з ізоляцією зі зшитого поліетилену | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| виведено з експлуатації | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 10 | **КЛ-0,4 кВ, усього** | км | **203,39** | **203,39** | **203,39** | **203,39** | **203,39** |
| у доброму стані | 189,07 | 189,07 | 189,07 | 186,07 | 186,07 |
| підлягає реконструкції | 3,89 | 3,89 | 3,89 | 3,89 | 3,89 |
| підлягає капітальному ремонту | 9,53 | 9,53 | 9,53 | 9,53 | 9,53 |
| підлягає повній заміні | 0,90 | 0,90 | 0,90 | 3,90 | 3,90 |
| з ізоляцією зі зшитого поліетилену | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| виведено з експлуатації | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 12 | **ПС з вищим класом напруги 110 (150) кВ, усього** | шт. | **27** | **27** | **27** | **27** | **27** |
| у доброму стані | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 |
| підлягає реконструкції | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 13 | **ПС з вищим класом напруги 35 кВ, усього** | шт. | **7** | **7** | **7** | **7** | **7** |
| у доброму стані | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 |
| підлягає реконструкції | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 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. | **666** | **666** | **666** | **666** | **666** |
| у доброму стані | 666 | 666 | 666 | 666 | 660 |
| підлягає реконструкції | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 16 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 110 (150) кВ, усього** | шт. | **57** | **57** | **57** | **57** | **57** |
| у доброму стані | 53 | 53 | 53 | 53 | 53 |
| вимагають заміни з метою зниження ТВЕ | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| 17 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 35 кВ, усього** | шт. | **17** | **17** | **17** | **17** | **17** |
| у доброму стані | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 |
| вимагають заміни з метою зниження ТВЕ | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 18 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 6-10 кВ, усього** | шт. | **625** | **625** | **625** | **625** | **625** |
| у доброму стані | 619 | 619 | 619 | 619 | 619 |
| вимагають заміни з метою зниження ТВЕ | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 |

**Табл. 3. 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 | **ПЛ-110 (150) кВ, усього** | км (по трасі) | **0,4** | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 |
| у доброму стані | **0,4** | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 |
| підлягає реконструкції | 0.00 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0.00 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| підлягає повній заміні | 0.00 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| виведено з експлуатації | 0.00 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 2 | **ПЛ-35 кВ, усього** | км (по трасі) | **51,62** | **51,62** | **51,62** | **51,62** | **51,62** | **51,62** | **51,62** |
| у доброму стані | 45,42 | 45,42 | 45,42 | 46,42 | 46,42 | 51,62 | 51,62 |
| підлягає реконструкції | 6,2 | 6,2 | 6,2 | 5,2 | 5,2 | 0,0 | 0,0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0.00 | 0.0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| підлягає повній заміні | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| виведено з експлуатації | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 3 | **ПЛ-6 (10) кВ, усього** | км (по трасі) | **1421,20** | **1421,20** | **1421,20** | **1421,20** | **1421,20** | **1421,20** | **1421,20** |
| у доброму стані | 1156,23 | 1156,23 | 1209,26 | 1262,25 | 1315,22 | 1368,22 | 1421,2 |
| підлягає реконструкції | 113,21 | 113,21 | 90,56 | 67,92 | 45,28 | 22,64 | 0,0 |
| підлягає капітальному ремонту | 138,73 | 138,73 | 110,97 | 83,23 | 55,49 | 27,74 | 0,0 |
| підлягає повній заміні | 13,03 | 13,03 | 10,41 | 7,8 | 5,21 | 2,6 | 0,0 |
| виведено з експлуатації | 0.00 | 0.00 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 4 | **ПЛ-0,4 кВ, усього** | км (по трасі) | **322,08** | **322,08** | **322,08** | **322,08** | **322,08** | **322,08** | **322,08** |
| у доброму стані | 213,10 | 213,10 | 234,89 | 256,69 | 278,48 | 300,28 | 322,08 |
| підлягає реконструкції | 36,54 | 36,54 | 29,24 | 21,93 | 14,62 | 7,31 | 0,0 |
| підлягає капітальному ремонту | 40,35 | 40,35 | 32,28 | 24,21 | 16,14 | 8,07 | 0,0 |
| підлягає повній заміні | 32,09 | 32,09 | 25,67 | 19,25 | 12,84 | 6,42 | 0,0 |
| виведено з експлуатації | 0.00 | 0.00 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 5 | **КЛ-6 (10) кВ, усього** | км | **60,19** | **60,19** | **60,19** | **60,19** | **60,19** | **60,19** | **60,19** |
| у доброму стані | 48,07 | 48,07 | 50,53 | 52,93 | 55,36 | 57,78 | 60,19 |
| підлягає реконструкції | 2,47 | 2,47 | 1,96 | 1,48 | 0,98 | 0,49 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 4,71 | 4,71 | 3,76 | 2,82 | 1,88 | 0,94 | 0 |
| підлягає повній заміні | 4,94 | 4,94 | 3,94 | 2,96 | 1,97 | 0,98 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0.00 | 0.00 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 6 | **КЛ-0,4 кВ, усього** | км | **203,39** | **203,39** | **203,39** | **203,39** | **203,39** | **203,39** | **203,39** |
| у доброму стані | 186,07 | 186,07 | 189,52 | 192,99 | 196,46 | 199,92 | 203,39 |
| підлягає реконструкції | 3,89 | 3,89 | 3,12 | 2,34 | 1,56 | 0,78 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 9,53 | 9,53 | 7,63 | 5,72 | 3,81 | 1,91 | 0 |
| підлягає повній заміні | 3,90 | 3,90 | 3,12 | 2,34 | 1,56 | 0,78 | 0,0 |
| виведено з експлуатації | 0.00 | 0.00 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 7 | **ПС з вищим класом напруги 110 (150) кВ, усього** | шт. | **27** | **27** | **27** | **27** | **27** | **27** | **27** |
| у доброму стані | 22 | 22 | 22 | 20 | 21 | 21 | 20 |
| підлягає реконструкції | 5 | 5 | 5 | 7 | 6 | 6 | 7 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | **ПС з вищим класом напруги 35 кВ, усього** | шт. | **7** | **7** | **7** | **7** | **7** | **7** | **7** |
| у доброму стані | 6 | 6 | 6 | 7 | 7 | 7 | 6 |
| підлягає реконструкції | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 9 | **Трансформаторні підстанції (ТП), розподільні пункти (РП) 6 (10) кВ, усього** | шт. | **666** | **666** | **666** | **666** | **666** | **666** | **666** |
| у доброму стані | 660 | 665 | 665 | 664 | 665 | 665 | 665 |
| підлягає реконструкції | 6 | 1 | 1 | 2 | 1 | 1 | 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 |
| 10 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 110 (150) кВ, усього** | шт. | **57** | **57** | **57** | **57** | **57** | **57** | **57** |
| у доброму стані | 53 | 53 | 55 | 55 | 57 | 57 | 57 |
| вимагають заміни з метою зниження ТВЕ | 2 | 2 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 2 | 2 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 11 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 35 кВ, усього** | шт. | **17** | **17** | **17** | **17** | **17** | **17** | **17** |
| у доброму стані | 12 | 12 | 13 | 15 | 16 | 17 | 17 |
| вимагають заміни з метою зниження ТВЕ | 4 | 4 | 3 | 2 | 1 | 0 | 0 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 12 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 6 – 10 кВ, усього** | шт. | **625** | **625** | **625** | **625** | **625** | **625** | **625** |
| у доброму стані | 619 | 619 | 620 | 621 | 622 | 623 | 624 |
| вимагають заміни з метою зниження ТВЕ | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 6 | 6 | 5 | 4 | 3 | 2 | 1 |

## Технічний стан підстанцій 35 та 110 кВ

В підпорядкуванні господарства електропостачання регіональної філії «Донецька залізниця» знаходиться 27 ПС 110 кВ сумарною трансформаторною потужністю 499 МВА та 7 ПС 35 кВ сумарною трансформаторною потужністю 47.96 МВА. В **Додатку Г. Табл. 1** наведений аналіз основного обладнання ПС 110 кВ та ПС 35 кВ.

Терміни експлуатації трансформаторів 110 кВ наведено в **Додатку Г. Табл. 2.**

Терміни експлуатації трансформаторів 35 кВ наведено в **Додатку Г. Табл. 3.**

Терміни експлуатації вимикачів 110 кВ наведено в **Додатку Г. Табл. 4.**

Терміни експлуатації вимикачів 35 кВ наведено в **Додатку Г. Табл. 5.**

Терміни експлуатації вимикачів 10 кВ наведено в **Додатку Г. Табл. 6.**

Враховуючи термін експлуатації обладнання необхідно провести заміні масляних вимикачів на вакуумні для напруги 10-35 кВ та на елегазові для 110 кВ. Потреба в першочерговій реконструкції високовольтного обладнання в період до 2024 року становить:

вимикачі, що відпрацювали більше 60 років:

масляні вимикачі 110 кВ – 15 шт.;

масляні вимикачі 35 кВ – 5 шт.;

масляні вимикачі 10(6) кВ – 87 шт.;

масляні вимикачі, що відпрацювали більше 40 років:

- ВД/КЗ-110 кВ – 2 шт.;

масляні вимикачі 110 кВ – 15 шт.;

масляні вимикачі 35 кВ – 4 шт.;

масляні вимикачі 10(6) кВ – 111 шт.;

вимикачі, що відпрацювали від 30 до 39 років:

масляні вимикачі 110 кВ – 16 шт.;

вимикачі навантаження 10(6) кВ – 14 шт.;

вимикачі, що відпрацювали більше 25 років:

масляні вимикачі 110 кВ – 3 шт.;

Оновлення обладнання ведеться явно в недостатньому об'ємі, в результаті чого кількість обладнання, яке відпрацювало свій проектний ресурс працездатності, буде збільшуватися з кожним роком. Це стає причиною процесу деградації електромережевого потенціалу Товариства. 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 робото здатності 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.

Абсолютна більшість силового обладнання об’єктів електричних мереж (ТС, ТН, вимикачі, роз’єднувачі тощо) може бути замінена без утворення ремонтної схеми об’єкту. Роботи з реконструкції обладнання мають виконуватися в період мінімальних навантажень енергосистеми (міжсезоння) та опрацьовуватися з режимної точки зору в аспекті короткострокового планування. Приймаючи до уваги відносно невелику тривалість робіт із заміни комутаційного устаткування (не більше двох тижнів) протягом ремонтного періоду в межах одного об’єкту може бути виконано заміну орієнтовно 3-4 одиниць устаткування. Наголошуємо на необхідності виконання комплексної заміни устаткування комірки при плануванні модернізації об’єкту для виключення загального збільшення терміну виконання реконструкції при рознесеній в часових межах заміні окремих елементів комірки, що призводить до складності та неможливості планування робіт із заміни обладнання на суміжних об’єктах електричних мереж.

## Технічний стан ліній електропередавання 35 та 110 кВ

Технічний стан ПЛ і її конструктивно-будівельної частини (опори, фундаменти) визначаються такими критеріями як тривалість експлуатації, наявність дефектів і пошкоджень, які неможливо усунути. Згідно ПТЕ термін служби ПЛ приймається наступним:

* на металічних опорах – 30-50 років (при умові оцинкування чи регулярного фарбування конструкцій);
* залізобетонні з напруженою арматурою стійок – 30-50 років, з ненапруженою арматурою – 25-30 років.

Термін служби кабельних ліній приймається 30 років.

Лінії електропередач на дерев'яних опорах повинні бути замінені.

В **Додатку Г. Табл. 7** наведений аналіз технічного стану ЛЕП напругою 110 кВ.

В **Додатку Г. Табл. 8** наведений аналіз технічного стану ЛЕП напругою 35 кВ.

# 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 2015-2018 рр. електроспоживання електричної енергії регіональною філією «Донецька залізниця» АТ «Укрзалізниця» залишається практично на одному рівні.

Табл.4. Фактичні дані щодо споживання електричної енергії

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Найменування** | **Фактичні дані по роках /млн.кВтг/** | | | | |
| **2015** | **2016** | **2017** | **2018** |
| **1** | **Споживання електроенергії (брутто)** | **394,814** | **429,491** | **400,376** | **408,199** |
| (+)Збільш./(-)зменш. від попер. року в % |  |  |  |  |
| **1.1** | **Споживання електроенергії (нетто)** | **345,464** | **384,11** | **359,238** | **367,776** |
| (+)Збільш./(-)зменш. від попер. року в % |  | +11,19 | -6,48 | 2,38 |
|  | у тому числі: |  |  |  |  |
| 1.1.1 | Промисловість | 14,954 | 16,626 | 15,550 | 15,919 |
| 1.1.2 | Сільгоспспоживачі | 2,057 | 2,287 | 2,139 | 2,190 |
| 1.1.3 | Транспорт | 309,748 | 344,398 | 322,098 | 329,753 |
| 1.1.4 | Комунально-побутові споживачі | 5,292 | 5,884 | 5,503 | 5,633 |
| 1.1.5 | Населення | 13,414 | 14,915 | 13,949 | 14,280 |

Табл.5. 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)** | **414,322** | **416,394** | **418,476** | **420,568** | **422,671** | **424,784** |
| (+)Збільш./(-)зменш. від попер. року в % | +1,5 | +0,5 | +0,5 | +0,5 | +0,5 | +0,5 |
| **1.1** | **Споживання електроенергії (нетто)** | **372,412** | **374,274** | **376,145** | **378,026** | **379,916** | **381,816** |
| (+)Збільш./(-)зменш. від попер. року в % | +1,5 | +0,5 | +0,5 | +0,5 | +0,5 | +0,5 |
|  | у тому числі: |  |  |  |  |  |  |
| 1.1.1 | Промисловість | 16,158 | 16,239 | 16,320 | 16,402 | 16,484 | 16,566 |
| 1.1.2 | Сільгоспспоживачі | 2,223 | 2,241 | 2,245 | 2,257 | 2,268 | 2,279 |
| 1.1.3 | Транспорт | 334,699 | 336,373 | 338,054 | 339,745 | 341,443 | 343,151 |
| 1.1.4 | Комунально-побутові споживачі | 5,717 | 5,746 | 5,774 | 5,803 | 5,832 | 5,861 |
| 1.1.5 | Населення | 13,615 | 13,683 | 13,751 | 13,820 | 13,889 | 13,959 |

У період 2020-2024 очікується приріст потужності згідно розрахунків на 0,5 %, у зв’язку з прогнозним приєднанням споживачів до мереж регіональної філії «Донецька залізниця» АТ «Укрзалізниця» та збільшення транспортної складової за рахунок розвитку інфраструктури

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

На території провадження ліцензованої діяльності, а саме на территоріях Донецької, Луганської та чатково Харькіської, Дніпропетровської та Запорізької областей, відсутні генераційні електроустановки для виробництва електричної енергії, які приєднані до мереж регіональної філії «Донецька залізниця» АТ «Укрзалізниця».

Приєднання виробників електричної енергії до системи розподілу регіональної філії «Донецька залізниця» АТ «Укрзалізниця» на 2020-2024 у Плані розвитку не передбачено.

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

Основним джерелом потужності на території провадження ліцензованої діяльності регіональної філії «Донецька залізниця» АТ «Укрзалізниця», а саме на территоріях Донецької, Луганської та чатково Харькіської, Дніпропетровської та Запорізької областей, є магістральні підстанції ОСП: ПС 330 кВ «Центральна», ПС 330 кВ «Зоря», ПС 330 кВ «Мирна», ПС 330 кВ «Іванівка» та ПС 330 кВ "Лозовська", а також виробників електричної енергії Слов’янська ТЕС та Курахівська ТЕС.

До розподільчих мереж регіональної філії «Донецька залізниця» АТ «Укрзалізниця» не приєднано генеруючих джерел електричної енергії.

# 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 Донецька та Луганська області, як основні території провадження ліцензованої діяльності регіональної філії «Донецька залізниця» АТ «Укрзалізниця», характеризується незначним розвитком впровадження генерації з використанням відновлювальних джерел енергії.

Станом на 01.01.2019 філії «Донецька залізниця» АТ «Укрзалізниця» не видано технічних умов на приєднання для відновлювальних джерел електричної енергії, що наведено **Додатку Г. Табл. 9.**

# 8. 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 0,84 МВт та 4,116 МВт ТУ на нестандартні приєднання.

В **Додатку Г. Табл. 10** зведено дані щодо виданих ТУ на стандартні та нестандартні приєднання потужності по підстанціях 35 кВ за 2016-2018 роки.

В **Додатку Г. Табл. 11, Табл. 12** та **Табл. 13** показана детальна інформацій щодо діючих ТУ на стандартні приєднання за період 2016-2018 років.

В **Додатку Г. Табл. 14, Табл. 15** та **Табл. 16** показана детальна інформацій щодо діючих ТУ на нестандартні приєднання за період 2016-2018 років.

Аналіз виданих ТУ показав, що значний приріст навантаження спостерігається в енергорайонах міст Лиману, Костянтинівки, Слов’янську, Бахмуту, Святогірська, Маріуполя, Волновахи та Покровська Донецької області.

Для забезпечення нових споживачів додатковими джерелами потужності, планами реконструкції існуючих ПС регіональної філії «Донецька залізниця» не передбачено.

Табл.6. 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** | **2016** | **2017** | **2018** |
| 1 | ПС 110/27,5/10 кВ «Святогірськ тягова» | 55 | 2,1/0,6\* | 0,270 | 0,270 | 0 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 2 | ПС 110/35/10 кВ «Зелений Клин тягова» | 80 | 11,9/7,3 | 1,053 | 1,004 | 0 | 0,172 | 0,702 | Не заплановано |
| 3 | ПС 110/10 кВ «Шевченко тягова» | 45 | 4,4/2,6 | 1,415 | 0,940 | 0,010 | 0 | 0,010 | Не заплановано |
| 4 | ПС 35/6 кВ «Маріуполь-тягова» | 3,2 | 1,1/0,6 | 0,542 | 0 | 0 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 5 | ПС 110/35/10 кВ «Волноваха тягова» | 50 | 9,6/5,5 | 0,264 | 0,204 | 0,009 | 0,009 | 0,013 | Не заплановано |
| 6 | ПС 110/10 кВ «Костянтинівка тягова» | 30 | 1,6/0,6 | 0,560 | 0 | 0 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 7 | ПС 35/10/6 кВ «Слов’янськ тягова» | 11,2 | 5,8/3,3 | 0,622 | 0,533 | 0,024 | 0 | 0,509 | Не заплановано |
| 8 | ПС 35/6 кВ «Покровськ тягова» | 32 | 3,8/2,2 | 0,178 | 0,178 | 0 | 0,020 | 0,158 | Не заплановано |
| 9 | ПС 110/10 кВ «Барвінкове тягова» | 32 | 1,5/0,8 | 0,032 | 0,032 | 0,010 | 0,015 | 0,007 | Не заплановано |
| \* - навантаження для зими за день режимних замірів 19 грудня 2018 (17-00), для літа за день режимних замірів 19 червня 2019 року (20-00). | | | | | | | | | |

# 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

Перелік точок приєднання ОСР філії «Донецька залізниця» АТ «Укрзалізниця» до мереж ОСП та інших ОСР наведено в таблиці нижче.

Табл. 7

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **ОСП/ОСР** | **Назва ПС** | **Приєднання** | **Клас напруги, кВ** |
| АТ "ДТЕК "Донецькі електромережі" | ПС-110 "Райгородська" | ПС-110 "Бантишеве тягова" | 110 |
| ПС-110 "Костянтинівка" | ПС-110 "Костянтинівка тягова" | 110 |
| ПС-110 "Слов'янськ" | ПС-35 "Слов'янськ тягова" | 35 |
| ПС-110 "Слов'янськ" | ПС-35 "Славкурорт тягова" | 35 |
| ПС-110 "Сіль" | ПС-110 "Зовна тягова" | 110 |
| ПС-35 "Райгородська" | ПС-35 "Лиман" | 35 |
| ПС-110 "Артемівськ" | ПС-110 "Шевченко тягова" | 110 |
| ПС-110 "Червоносільська" | ПС-110 "Курдюмівка тягова" | 110 |
| ПС-110 "Котляревськаська" | ПС-110 "Желанна тягова" | 110 |
| ПС-110 "Котляревськаська" | ПС-110 "Очеретино тягова" | 110 |
| ПС-35 "Покровська" | ПС-35 "Покровськ тягова" | 35 |
| ПС-110 "Межова с/г" | ПС-110 "Межова тягова" | 110 |
| ПС-110 "Новотроїцька" | ПС-110 "Волноваха тягова" | 110 |
| Північна енергетична система  (через мережі ОСР) | ПС-330 "Центральна" | ПС-110 "Скотувата тягова" | 110 |
| ПС-330 "Центральна" | ПС-35 "Фенольна тягова" | 35 |
| ПС-330 "Мирна" | ПС-110 "Сартана тягова" | 110 |
| ПС-330 "Зоря" | ПС-110 "Кальчик тягова" | 110 |
| ПС-330 "Іванівка" | ПС-110 "Карань тягова" | 110 |
| ПС-330 "Лозовська" | ПС-110 "Дубове тягова" | 110 |
| Слов'янська ТЕС | ПС-110 "Ямпіль тягова" | 110 |
| Слов'янська ТЕС | ПС-110 "Зелений клин тягова" | 110 |
| Слов'янська ТЕС | ПС-110 "Слов'яногірськ тягова" | 110 |
| АТ "ДТЕК "Високоволтні мережі" | ПС-110 "Дружківка" | ПС-110 "Дружківка тягова" | 110 |
| ПС-110 "Іверська" | ПС-110 "Язикове тягова" | 110 |
| ПС-110 "ЮДВ" | ПС-110 "Південнодонбасівська тягова" | 110 |
| ПрАТ "Азовсталь" | ПЕВС Азовсталь | ПС-35 "Маріуполь тягова" | 35 |

Дані щодо перетоків через точки приєднання ОСР філії «Донецька залізниця» АТ «Укрзалізниця» до мереж ОСП та інших ОСР наведено в таблиці нижче.

Табл. 8

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Вузли приєднання: ПС напругою 220 кВ і вище або лінія 110 (150) кВ від джерел живлення, розміщених на території інших ліцензіатів (назва ОСР) | | | 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 | | | | | | |
| Назва | Кіл-ть і пот-ть АТ; марка проводів ЛЕП, шт/МВА |  | | 2014 | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2024 |
| 1 | 2 | 3 | | 4 | | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Назва енергетичної системи ДП НЕК «Укренерго» | | | | | | | | | | | | |
| Слов'янська ТЕС |  | ПС Слов'яногірськ тягова-110 | | 2,215 | | 2,758 | 2,215 | 3,047 | 3,233 | 3,589 |
| ПС Зелений Клин тягова-110 | | 15,596 | | 13,522 | 15,596 | 13,421 | 14,742 | 16,364 |
| ПС Ямпіль тягова-110 | | 4,952 | | 3,905 | 4,952 | 3,337 | 3,1 | 3,441 |
| ПС Зовна тягова-110 | | 1,553 | | 0,699 | 1,553 | 0,695 | 1,648 | 1,829 |
| ПС Шевченко тягова-110 | | 5,263 | | 4,996 | 5,263 | 5,095 | 5,728 | 6,358 |
| ПС Сіверськ тягова-110 | | 0,518 | | 1,38 | 0,932 | 1,787 | 1,723 | 1,913 |
| ПС Дружківка тягова-110 | | 3,628 | | 3,628 | 3,027 | 1,827 | 2,137 | 2,372 |
| **Всього:** |  |  | | 33,725 | | 30,888 | 33,538 | 29,209 | 32,311 | 35,86521 |
| Центральна-330 | 3\*АТ(200МВА) | ПС Курдюмівка тягова-110 | | 1,712 | | 1,633 | 1,712 | 1,718 | 1,39 | 1,543 |
| ПС Скотувата тягова-110 | | 4,003 | | 4,758 | 4,187 | 0,664 | 1,313 | 1,457 |
| ПС Диліївка тягова-110 | | 0,297 | | 0,22 | 0,226 | 0,066 | 0,217 | 0,241 |
| ПС Костянтинівка тягова-110 | | 2,206 | | 3,363 | 3,504 | 1,072 | 2,233 | 2,479 |
| ПС Очеретине тягова-110 | | 3,228 | | 3,128 | 3,008 | 2,018 | 3,102 | 3,443 |
| ПС Авдіївка тягова-110 | | 0,677 | | 0,097 | 0,067 | 0,09 | 1,208 | 1,341 |
| **Всього:** |  |  | | 12,123 | | 13,199 | 12,704 | 5,628 | 9,463 | 10,50393 |
| Лозовська-330 |  | ПС Дубове тягова-110 | | 1,273 | | 2,774 | 2,785 | 1,769 | 2,516 | 2,793 |
| ПС Гаврилівка тягова-110 | | 1,451 | | 3,1 | 2,887 | 1,607 | 3,023 | 3,356 |
| ПС Язикове тягова-110 | | 2,203 | | 2,678 | 3 | 0,718 | 1,952 | 2,167 |
| ПС Барвінкове тягова-110 | | 2,995 | | 2,916 | 3,121 | 1,915 | 2,822 | 3,132 |
| ПС Бантишеве тягова-110 | | 4,853 | | 4,448 | 4,567 | 2,931 | 3,791 | 4,208 |
| **Всього:** |  |  | | 12,775 | | 15,916 | 16,36 | 8,94 | 14,104 | 15,65544 |
| Курахівська ТЕС | 2\*АТ(125МВА) | ПС Межова тягова-110 | | 12,876 | | 2,858 | 2,758 | 2,158 | 2,359 | 2,618 |
| ПС Демурине тягова-110 | | 8,095 | | 1,894 | 1,704 | 1,604 | 2,882 | 3,199 |
| ПС Удачна тягова-110 | | 5,113 | | 2,514 | 2,114 | 2,004 | 2,733 | 3,034 |
| ПС Желанна тягова-110 | | 2,644 | | 2,447 | 1,447 | 1,247 | 1,461 | 1,622 |
| **Всього:** |  |  | | 28,728 | | 9,713 | 8,023 | 7,013 | 9,435 | 10,47285 |
| Зоря-330 | 5\*АТ(200МВА) | ПС Кальчик тягова-110 | | 4,35 | | 3,71 | 2,8 | 2,79 | 3,92 | 4,351 |
| ПС Карань тягова-110 | | 6,967 | | 5,25 | 4,296 | 3,889 | 5,457 | 6,057 |
| **Всього:** |  |  | | 11,317 | | 8,96 | 7,096 | 6,679 | 9,377 | 10,40847 |
| Мирна-330 | 2\*АТ(200МВА) | ПС Сартана тягова-110 | | 3,55 | | 2,44 | 2,59 | 2,849 | 2,28 | 2,508 |
| **Всього:** |  |  | | 3,55 | | 2,44 | 2,59 | 2,849 | 2,28 | 2,508 |
| Іванівка-330 | 1\*АТ(200МВА) | ПС Волноваха тягова-110 | | 54,222 | | 10,63 | 10,12 | 11,013 | 12,217 | 13,561 |
| ПС Підденнодонбаська тягова-110 | | 3,77 | | 3,63 | 1,08 | 1,19 | 1,64 | 1,820 |
| **Всього:** |  |  | | 57,992 | | 14,26 | 11,2 | 12,203 | 13,857 | 15,38127 |

Примітка: Жовтим – літній максимум. Блакитним – зимовий максимум.

# 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 25 років:
* трансформатори 35 кВ – 5 шт.;

Враховуючи термін експлуатації обладнання необхідно провести заміні масляних вимикачів на вакуумні для напруги 10-35 кВ та на елегазові для 110 кВ. Потреба в першочерговій реконструкції високовольтного обладнання в період до 2024 року становить:

* вимикачі, що відпрацювали більше 60 років:
* масляні вимикачі 110 кВ – 15 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 5 шт.;
* масляні вимикачі 10(6) кВ – 87 шт.;
* масляні вимикачі, що відпрацювали більше 40 років:
* - ВД/КЗ-110 кВ – 2 шт.;
* масляні вимикачі 110 кВ – 15 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 4 шт.;
* масляні вимикачі 10(6) кВ – 111 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 30 до 39 років:
* масляні вимикачі 110 кВ – 16 шт.;
* вимикачі навантаження 10(6) кВ – 14 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали більше 25 років:
* масляні вимикачі 110 кВ – 3 шт.;

Оновлення обладнання ведеться явно в недостатньому об'ємі, в результаті чого кількість обладнання, яке відпрацювало свій проектний ресурс працездатності, буде збільшуватися з кожним роком. Це стає причиною процесу деградації електромережевого потенціалу обленерго. 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 робото здатності 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.

Абсолютна більшість силового обладнання об’єктів електричних мереж (ТС, ТН, вимикачі, роз’єднувачі тощо) може бути замінена без утворення ремонтної схеми об’єкту. Роботи з реконструкції обладнання мають виконуватися в період мінімальних навантажень енергосистеми (міжсезоння) та опрацьовуватися з режимної точки зору в аспекті короткострокового планування. Приймаючи до уваги відносно невелику тривалість робіт із заміни комутаційного устаткування (не більше двох тижнів) протягом ремонтного періоду в межах одного об’єкту може бути виконано заміну орієнтовно 3-4 одиниць устаткування. Наголошуємо на необхідності виконання комплексної заміни устаткування комірки при плануванні модернізації об’єкту для виключення загального збільшення терміну виконання реконструкції при рознесеній в часових межах заміні окремих елементів комірки, що призводить до складності та неможливості планування робіт із заміни обладнання на суміжних об’єктах електричних мереж.

В **Додатку Г. Табл. 17** 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

Згідно аналізу технічного стану ПЛ 35 та 110 кВ, першочергової реконструкції потребують наступні ПЛ:

* ПЛ 35кВ ЕЧЕ-Слов'янськ-РЕМС;

Необхідно відмітити, що рік реконструкції ПЛ визначатиметься виходячи з технічного стану та необхідності.

# 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.

В **Додатку Г. Табл. 18**, наведено існуючий стан щодо зняття показників по ПС 110 кВ, що має відповідати пункту 6.3.7 Розділу 6 «Організація обміну інформацією» Кодексу системи передачі.

# 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

Технічний стан РЗА по кожній ПС 110 та 35 кВ наведено в **Додатку Г табл. 19**

## Необхідність реконструкції та модернізації РЗА

На підстанціях експлуатуються пристрої РЗА для захисту силових трансформаторів 60-х років минулого століття (термін використання обладнання такого типу – 25 років, а експлуатується понад 50 років), фізично і морально застарілі вимагають великих експлуатаційних витрат на ремонт та технічне обслуговування, не відповідають сучасним вимогам до пристроїв РЗА з надійності, чутливості та селективності.

Застосування мікропроцесорного приладу дозволяє підвищити надійність роботи мереж 110/35/10 кВ і значно знизити експлуатаційні витрати на виконання планових перевірок та прискорити аналіз аварійних подій.

Таблиця 9. 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 | 2022 | 2023 | 2024 |
| 1 | ПС-110/35/10 кВ «Сіверськ» (РЗА-110,35 кВ,10кВ та схем управління силового обладнання) | технічне переоснащення | Х |  |  |  |  |
| 2 | ПС-110/35/10 кВ «Кальчик» (РЗА-110,35 кВ,10кВ та схем управління силового обладнання) | технічне переоснащення | Х |  |  |  |  |
| 3 | ПС-110/10 кВ «Удачна» | реконструкція |  | Х | Х |  |  |
| 4 | ПС-110/10 кВ «Очеретине» | реконструкція |  | Х | Х |  |  |
| 5 | ПС-110/10 кВ «Авдіївка» | реконструкція |  |  |  | Х | Х |
| 6 | ПС-110/10 кВ «Демурине» | реконструкція | Х | Х |  |  |  |
| 7 | ПС-110/10 кВ «Межова» | реконструкція |  | Х | Х | Х |  |
| 8 | ТП-Роя | реконструкція |  | Х |  |  |  |
| 9 | ТП-19 ст.Покровськ | реконструкція |  | Х |  |  |  |
| 10 | ТП-6 | 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 110-750 кВ".

Регіональною філією «Донецька залізниця» АТ «Укрзалізниця» використані існуючі струми КЗ для максимального режиму. 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. 19**.

# 13. 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 максимуму зими 2015-2018 років. Основним джерелом потужності на території провадження ліцензованої діяльності, а саме на территоріях Донецької, Луганської та чатково Харькіської, Дніпропетровської та Запорізької областях, регіональної філії «Донецька залізниця» АТ «Укрзалізниця» є магістральні підстанції ОСП: ПС 330 кВ «Центральна», ПС 330 кВ «Зоря», ПС 330 кВ «Мирна», ПС 330 кВ «Іванівка» та ПС 330 кВ «Лозовська», а також виробників електричної енергії Слов’янська ТЕС та Курахівська ТЕС.



Рис. 1. Графік зміни максимальних зимових навантажень за період 2015-2018 років

Як бачимо на Рис. 1, в період з 2017 по 2018 спостерігається ріст навантаження, після спаду з 2016 по 2017.

Дані щодо замірних навантажень для кожної підстанції наведено в **Додатку Г. Табл. 20**, **Табл. 21**, **Табл. 22**, **Табл. 23** та **Табл. 24**.

## 13.2. Розрахунок перспективних навантажень

У відповідності до Правил виконання перспективного розвитку (СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-103:2014), прогноз рівнів електроспоживання визначають для структурних груп споживачів статистичним методом, з додатковим урахуванням факторів, які можуть впливати в перспективі на збільшення чи зменшення електроспоживання. Для можливості прогнозування на перспективний період буде виконано аналіз звітних показників споживання електроенергії. Ретроспективний відносний річний приріст визначають окремо для населення та виробництва (усі споживачі крім населення) за умови забезпечення обов'язкового мінімального гарантованого приросту споживання енергії для населення – 1 %, для промисловості, будівництва, транспорту, сільського та комунально-побутового господарства – 0,5 %. Отримані результати коригують відповідно до обсягів електричної енергії, зазначених у виданих ТУ на приєднання до електричних мереж з урахуванням відсотка реалізації ТУ.

Прогноз споживання електроенергії в цілому по території ліцензованої діяльності за роками на перспективний період визначають для населення та всіх інших споживачів окремо за формулою:

W(t) = W(0) \* (1+wnn\*t) (1.5)

де W(t) – прогноз споживання електричної енергії на t рік;

W(0) – фактичне споживання електроенергії на початок перспективного періоду;

wnn – відносний перспективний середньорічний приріст;

t – рік визначення прогнозу.

Перспективний відносний річний приріст споживання електроенергії відображає відносний середньорічний приріст споживання електроенергії, який очікують у майбутньому, і визначають за формулою:

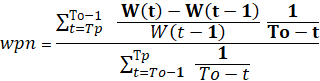
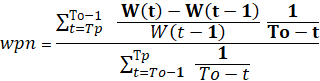
, (1.6)

Де  – мінімальний річний приріст гарантованого споживання електроенергії, 1% для населення та 0,5% для інших груп споживачів;

 – ретроспективний відносний річний приріст споживання електроенергії, долі одиниці.

Перспективний відносний приріст, визначений за групами споживачів, не має бути меншим ніж нуль і більшим ніж подвійний мінімальний приріст споживання електроенергії, крім випадків, обумовлених у ТУ на електропостачання споживачів на час складання прогнозу.

Ретроспективний відносний річний приріст споживання електроенергії визначають за формулою:

(1.7)

де  – ретроспективний відносний річний приріст споживання електроенергії, долі одиниці;

W(t); W(t – 1) – споживання електроенергії в ретроспективному періоді, поточному та попередньому роках відповідно;

Тp– рік початку ретроспективного періоду, 2016 рік;

Тo – рік кінця ретроспективного періоду, 2019 рік.

Результати розрахунків ретроспективного та перспективного відносного середньорічного приростуспоживання електричної енергії наведено в таблиці 12

**Таблиця 10 – Ретроспективне споживання електричної енергії регіональною філією «Донецька залізниця», млн. кВт год.**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Група споживачів** | **2016 р.** | **2017 р.** | **2018 р.** | **Wpn** | **Wnn** |
| Населення | 15,981 | 28,011 | 30,249 | 0,3042 | 0,1571 |
| Інші споживачі | 1135,019 | 981,261 | 1084,704 | 0,0314 | 0,0182 |
| Всього по області | 1151,000 | 1009,272 | 1114,953 | - | - |

Відповідно до розрахунків, відносний перспективний середньорічний приріст споживання електроенергії для населення складає 15,71 % та 1,82 % для інших груп споживачів.

За результатами проведених розрахунків статистичним методом, перспективне споживання електроенергіїрегіональної філії «Донецька залізниця» представлено в таблиці 13.

**Таблиця 11. – Перспективне споживання електричної енергії РФ «Донецька залізниця» без врахування виданих технічних умов**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Група споживачів** | **2018 р.** | **Wnn** | **2024 р.** |
| Населення, млн. кВт год | 30,249 | 0,1571 | 54,0096 |
| Інші споживачі, млн. кВт год | 1084,704 | 0,0182 | 1183,412 |
| Всього по області, млн. кВт год | 1114,953 | - | **1237,422** |

Таким чином, за даною методикою загальне зростання споживання електричної енергії по області з перспективою на 5 років становить 10,98 %.

Перспективні навантаження ПС 110 кВ наведені в **Додатку Г. Табл. 25**, **Табл. 26**, **Табл. 27** та **Табл. 28**.

Перспективні навантаження ПС 35 кВ наведені в **Додатку Г. Табл. 29**, **Табл. 30**, **Табл. 31** та **Табл. 32**.

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

Аналіз завантаження трансформаторів було проведено для максимуму зимових навантажень 2018 року. Результат аналізу наведено в **Додатку Г. Табл. 33**. Також, для підстанцій на яких встановлено два трансформатора наведено завантаження одного з трансформаторів при аварійному відключені іншого.

Результати електричних розрахунків показують, що всі параметри мережі 35кВ регіональної філії «Донецька залізниця» АТ «Укрзалізниця» в допустимих межах за винятком підстанцій 35кВ на яких можливе перевантаження силових трансформаторів в ремонтному або аварійному режимі. Перелік таких підстанцій наведений в таблиці нижче.

**Таблиця 12 – Перелік підстанцій з перевантаженням силових трансформаторів**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № з/п | Найменування підстанції | Диспетчерське позначення | Напруга обмотки, | S ном. обмотки тр-ра, | Номінальний струм обмотки тр-ра, | Максимальне навантаження | | Завантаження обмоток тр-ра, % | Напруга, кВ | | Tg |
|
|
| кВ | МВА | А | А | МВт | max | min |
| **Волноваська дистанція електропостачання** | | | | | | | | | | | |
| **1** | **РП-1 Волноваха** | Тр - 1 | 35 | 2,5 | 41,2 | 44,9 | **2,74** | 108,9 | 36 | 35 |  |
| 6 |  | 240,6 | 261,6 | 2,74 | 108,7 | 6,3 | 6,1 | **0.15** |
| Тр - 2 | 35 | 3,7 | 61,0 | відкл. | |  |  |  |  |
| 6 |  | 356,0 |  |  |  |  |
| Тр-3 | 35 | 2,5 | 41,2 | 44,9 | **2,74** | 108,9 | 36 | 36 |  |
| 6 |  | 240,6 | 261,6 | 2,74 | 108,7 | 6,4 | 6,3 | 0,21 |
| **Слов'янська дистанція електропостачання** | | | | | | | | | | | |
| 2 | **ПС-35 Слов'янськ тягова** | Тр - 1 | 35 | 3,7 | 61,0 | відкл. | |  |  |  |  |
| 6 |  | 356,0 |  |  |  |  |
| Тр - 2 | 35 | 4 | 66,0 | 56,88 | **3,941** | 86,20 | 36 | 35 |  |
| 6 |  | 384,9 | 379,22 | 3,941 | 98,52 | 6,1 | 6 | 0,16 |
| Тр-3 | 35 | 2,5 | 41,2 | 44,126 | **2,682** | 107,00 | 36 | 35 |  |
| 10 |  | 144,3 | 154,44 | 2,682 | 107,00 | 10,2 | 10,1 | 0,32 |
| Тр-4 | 35 | 1 | 16,5 | 20,24 | **1,227** | 122,70 | 36 | 35 |  |
| 10 |  | 57,7 | 70,84 | 1,227 | 122,70 | 10,2 | 10,1 | 0,54 |

## 13.4. Аналіз режимів роботи електричних мереж в максимумі літніх навантажень 2018 та перспективних навантажень на розрахунковий період.

Аналіз розрахунку режимів виконано для максимуму літніх навантажень 2018 року.

В розрахунках розглянуті нормальні та найбільш важкі ремонтноаварійні режими.

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.

## 13.5. Аналіз режимів роботи електричних мереж в максимумі зимових навантажень 2018 та перспективних навантажень на розрахунковий період.

В розрахунках розглянуті нормальні та найбільш важкі аварійні режими.

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 зимових навантажень 2018 року проводився з врахуванням температури навколишнього середовища 0°С.

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

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

Надійність електропостачання споживачів залежить від технічного стану електричної мережі, її відповідності вимогам нормативних документів, особливо відповідності критерію N-1. Зважаючи на незадовільний стан електричної мережі, що пов’язане з значним терміном експлуатації основного електротехнічного обладнання (середній термін біля 35-40 років), електрична мережа філії «Донецька залізниця» АТ «Укрзалізниця» потребує поступового оновлення (модернізації). Подальша експлуатація морально та фізично застарілого обладнання може призвести до аварійних відключень цього обладнання і, як наслідок, зниження надійності електропостачання споживачів.

Окрім того в мережі філії «Донецька залізниця» АТ «Укрзалізниця» наявна значна кількість ВД/КЗ, ремонт яких ускладнений відсутністю випуску запчастин до них (зазначене обладнання давно не використовується при новому будівництві). Наявність таких елементів в мережі значно знижує її надійність.

Дані щодо надійності роботи електричних мереж наведено в Таблиця .

Слід зауважити, що на балансі філії 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, філія не в змозі виконати весь обсяг необхідної реконструкції та зміни у відповідні терміни. Це приводить до збільшення кількості технологічних порушень в мережі 10(6) кВ. Враховуючи те, що ЛЕП 10(6) кВ мають найбільший вплив на показники надійності SAIDI та SAIFI. Це так само призводить до погіршення показників надійності в цілому по Товариству.

Таблиця 13 - Надійність роботи електричних мереж

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Показники** | **2016 р.** | **2017 р.** | **2018 р.** |
| Технологічні порушення – всього | 442 | 338 | 507 |
| у тому числі з вини персоналу | 0 | 0 | 0 |
| Аварійний недовідпуск електроенергії, тис.кВт.год | 33 | 25,32 | 37,99 |
| Відмови І категорії | 0 | 0 | 0 |
| у тому числі з вини персоналу | 0 | 0 | 0 |
| Відмови ІІ категорії | 0 | 0 | 1 |
| у тому числі з вини персоналу | 0 | 0 | 0 |
| Кількість відключень на 100 км | 21,47 | 16,4 | 24,63 |

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

Показники Saidi

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Клас напруги** | **Терито-ріальна належність** | **2017 рік факт** | **2018 рік факт** | **Факт 6 місяців 2019** | **2020** | **2021** | **2022** | **2023** | **2024** |
| 10 (6) кВ | місто | 794,7 | 811,3 | 378,9 | 789 | 780 | 771 | 765 | 758 |
| село | 631,4 | 423,7 | 56,9 | 356.8 | 308.5 | 261 | 213 | 160 |

Показники Saifi

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Клас напруги** | **Терито-ріальна належність** |  | **2017 рік факт** | **2018 рік факт** | **Факт 6 місяців 2019** | **2020** | **2021** | **2022** | **2023** | **2024** |
| 10 (6) кВ | місто |  | 3,41 | 4,42 | 2,33 | 2.13 | 2.12 | 2.11 | 2.1 | 2.09 |
| село |  | 2,85 | 2,42 | 0,41 | 2.5 | 2.49 | 2.48 | 2.47 | 2.46 |

Показники ENS

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Клас напруги** | **Терито-ріальна належність** | **2017 рік факт** | **2018 рік факт** | **Факт 6 місяців 2019** | **2020** | **2021** | **2022** | **2023** | **2024** |
| 10 (6) кВ | місто | 135 | 168,2 | 72,1 | 150 | 145 | 140 | 135 | 130 |
| село | 0,1 | 2,6 | 0,2 | 1 | 0,9 | 0,8 | 0,7 | 0,6 |

Показники MAIFA

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Клас напруги** | **Терито-ріальна належність** | **2017 рік факт** | **2018 рік факт** | **Факт 6 місяців 2019** | **2020** | **2021** | **2022** | **2023** | **2024** |
| 10 (6) кВ | місто | 0 | 0,009 | 0,001 | 0,006 | 0,005 | 0,005 | 0,004 | 0,003 |
| село | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Покращення показників SAIDI, SAIFI та ін. планується шляхом оновлення мереж, нового будівництва, реконструкції тощо.

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

На сьогоднішній день стаціонарні прилади фіксації/аналізу показників якості електроенергії на підстанціях регіональної філії «Донецька залізниця» АТ «Укрзалізниця» не встановлені.

Для виконання вимог пункту 6.3.4 КСР щодо вимірювання параметрів якості електроенергії у відповідності до вимог ДСТУ EN 50160:2014 та ДСТУ IEC 61000-4-30:2010 використовуються портативні трифазні аналізатори якості електроенергії Metrel MI 2892 PowerMaster.

Вимірювання параметрів якості електричної енергії на шинах середньої напруги підстанцій ВН/СН регіональної філії «Донецька залізниця» АТ «Укрзалізниця» наведено в **Додатку Г. Табл. 34.**

Оператор системи розподілу проводить моніторинг якості електричної енергії в системі розподілу з дотриманням вимог КСР, 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.

В рамках реконструкції підстанцій протягом 2020-2024 заплановано встановлення приладів фіксації/аналізу показників якості електроенергії.

Графік вимірювання параметрів якості електричної енергії для забезпечення вимірювання щороку - не менше ніж на 0,5% підстанції СН/НН на одній із шин низької напруги в **Додатку Г. Табл. 35.**

Графік вимірювання параметрів якості електричної енергії для забезпечення вимірювання щороку – не менше ніж на 1% точок приєднання споживачів середньої напруги наведено в **Додатку Г. Табл. 36.**

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

В зв'язку з заміною трансформаторів на ПС 35 кВ будуть демонтовані наступні трансформатори:

* Т-1 потужністю 2,5 МВА на ПС-35 «РП-1» (в експлуатації 52 років);
* Т-2 потужністю 3,2 МВА на ПС-35 «РП-1» (в експлуатації 49 років);
* Т-3 потужністю 2,5 МВА на ПС-35 «РП-1» (в експлуатації 52 років);
* Т-3 потужністю 2,5 МВА на ПС-35 «Слов’янськ тягова» (в експлуатації 28 років);
* Т-4 потужністю 1 МВА на ПС-35 «Слов’янськ тягова» (в експлуатації 64 років);

Встановлення трансформаторів на інших підстанціях недоречно, але перед можливим встановленням даних трансформаторів на інших підстанціях, в першу чергу, необхідно провести їх експертне обстеження.

Заплановані заходи в частині демонтажу не призводять до погіршення надійності електропостачання споживачів.

# Плани в частині заходів з компенсації реактивної потужності

В розподільчій мережі регіональної філії «Донецька залізниця» АТ «Укрзалізниця» в рамках реконструкції підстанції 35 кВ заплановано відновлення працездатності пристрою компенсації реактивної потужності ПС-35 «ЦРП» м. Лиман потужністю 800 кВАр для кожної з двох секцій шин 10 кВ. БСК що вийшли з ладу, будуть демонтовані та утилізовані.

За результатами споживання електричної потужності, на інших об’єктах електричних мереж регіональної філії «Донецька залізниця» встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності **не доцільно.**

# Плани в частині улаштування «інтелектуального» обліку електричної енергії

Одним із важливих напрямків розвитку діяльності регіональної філії «Донецька залізниця» є впровадження інтелектуального обліку електричної енергії та модернізація існуючої системи комерційного та технічного обліку електроенергії.

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).
* В **Додатку Г. Табл. 37** наведені дані щодо технічного стану засобів обліку.

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.

Планами з улаштування «інтелектуального» обліку електричної енергії наведено нижче.

Табл. 3. 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. | 27 | 31 | 22 | 37 | 42 |
| Однофазні лічильники з функцією PLC передачі даних | шт. | 1500 | 1500 | 1500 | 1500 | 1500 |
| Трифазні лічильники з функцією PLC передачі даних (прямого включення) | шт. | 27 | 31 | 22 | 37 | 42 |
| Трифазні лічильники з функцією GSM передачі даних (трансформаторного включення) | шт. | 20 | 120 | 120 | 100 | 100 |
| Трифазні лічильники з функцією GSM передачі даних (прямого включення) | шт. | 20 | 150 | 150 | 120 | 120 |

Плани щодо влаштування балансового обліку наведені в **Додатку Г. Табл. 38.**

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

Станом на 2019 рік в регіональній філії «Донецька залізниця» експлуатується телекомплекси «Лоза» в 3 дистанціях електропостачання та в одній дистанції електропостачання телекомплекс «Лісна/ЕСТ-62», зазначеними комплексами забезпечені 100% підстанцій 110, 35 кВ філії.

В 2018 році було виготовлено проект на побудову в регіональній філії «Донецька залізниця» системи верхнього рівня телемеханіки дорожнього енергодиспетчерського пункту, який планується до впровадження у 2020 році, а також впровадження технічних засобів системи оперативного диспетчерського керування в Покровській дистанції електропостачання (заміна застарілої системи «Лісна/ЕСТ-62» на телекомплекс «Лоза») протягом 2020-2021 років.

Інших заходів щодо розвитку телемеханізації об’єктів електричних мереж регіональної філії «Донецька залізниця» протягом 2020-2024 не заплановано.

Дані щодо стану телемеханізації наведно в **Додатку Г. Табл. 39.**

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

Основними причинами значних фактичних втрат електроенергії в електромережах регіональної філії «Донецька залізниця» АТ «Укрзалізниця» є:

* фізична та моральна зношеність обладнання;
* крадіжки електроенергії споживачами;
* 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;
* 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 в філії 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 Таблиця 17.

Таблиця 15 - Існуючі втрати електричної енергії на її розподіл

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Показники** | **2014 рік** | **2015 рік** | **2016 рік** | **2017 рік** | **2018 рік** |
| Фактичні (%) | 12,1 | 11,8 | 11,4 | 11,4 | 10,4 |
| Нормативні (%) | 12,5 | 12,0 | 11,5 | 11,5 | 11,8 |
| Понаднормативні (%) | +0,4 | +0,2 | +0,1 | -0,1 | -1,4 |

Таблиця 16 - Прогнозні втрати електричної енергії на її розподіл

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Показники** | **2020 рік** | **2021 рік** | **2022 рік** | **2023 рік** | **2024 рік** |
| Фактичні (%) | 10,4 | 10,4 | 10,4 | 10,4 | 10,4 |
| Нормативні (%) | 11,6 | 11,5 | 11,4 | 11,3 | 11,2 |
| Понаднормативні (%) | -1,2 | -1,1 | -1,0 | -0,9 | -0,8 |

В регіональній філії «Донецька залізниця» АТ «Укрзалізниця» 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).

**Табл 17. Дані щодо фактичних витрат наведено нижче.**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показник | | 2014 | | | | | | 2014 | | | | | | 2015 | | | | |
| **млн кВт·год** | | **млн грн** | | **%** | | **млн кВт·год** | | **млн грн** | | **%** | | **млн кВт·год** | | **млн грн** | | **%** |
| Фактичне надходження електричної енергії | Усього у т.ч.: | 3 294,12 | | - | | - | | 3 263,21 | | - | | - | | 3 072,99 | | - | | - |
| 1 клас | 3 077,78 | | - | | - | | 3 058,52 | | - | | - | | 2 870,59 | | - | | - |
| 2 клас | 1 793,06 | | - | | - | | 1 782,52 | | - | | - | | 1 772,24 | | - | | - |
| Нормативні технологічні витрати | Усього у т.ч.: | 367,09 | | 283,72 | | 11,13% | | 367,28 | | 327,84 | | 11,26% | | 371,79 | | 428,45 | | 12,10% |
| 1 клас | 110,10 | | 85,28 | | 3,58% | | 117,92 | | 105,73 | | 3,86% | | 117,53 | | 135,69 | | 4,09% |
| 2 клас | 257,00 | | 198,43 | | 14,31% | | 249,36 | | 222,11 | | 13,99% | | 254,26 | | 292,76 | | 14,35% |
| Небаланс | Усього у т.ч.: | -23,55 | | -18,16 | | -0,71% | | -51,86 | | -43,37 | | -1,59% | | -56,86 | | -63,58 | | -1,85% |
| 1 клас | -46,34 | | -36,00 | | -1,51% | | -48,68 | | -43,35 | | -1,59% | | -49,04 | | -56,33 | | -1,71% |
| 2 клас | 22,79 | | 17,83 | | 1,29% | | -3,18 | | -0,02 | | -0,18% | | -7,81 | | -7,25 | | -0,44% |
|  |  |  |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |
| **Показник** | | **2016** | | | | | | **2017** | | | | | | **2018** | | | | |
| **млн кВт·год** | | **млн грн** | | **%** | | **млн кВт·год** | | **млн грн** | | **%** | | **млн кВт·год** | | **млн грн** | | **%** |
| Фактичне надходження електричної енергії | Усього у т.ч.: | 2 844,52 | | - | | - | | 2 766,90 | | - | | - | | 2 782,30 | | - | | - |
| 1 клас | 2 637,43 | | - | | - | | 2 570,23 | | - | | - | | 2 575,62 | | - | | - |
| 2 клас | 1 827,29 | | - | | - | | 1 832,04 | | - | | - | | 1 887,43 | | - | | - |
| Нормативні технологічні витрати | Усього у т.ч.: | 394,84 | | 545,72 | | 13,88% | | 401,32 | | 570,20 | | 14,50% | | 419,29 | | 685,54 | | 15,07% |
| 1 клас | 117,88 | | 163,33 | | 4,47% | | 121,54 | | 172,76 | | 4,73% | | 136,86 | | 223,99 | | 5,31% |
| 2 клас | 276,96 | | 382,39 | | 15,16% | | 279,79 | | 397,45 | | 15,27% | | 282,44 | | 461,55 | | 14,96% |
| Небаланс | Усього у т.ч.: | -59,63 | | -77,48 | | -2,10% | | -61,70 | | -87,36 | | -2,23% | | -80,98 | | -134,73 | | -2,91% |
| 1 клас | -11,53 | | -13,88 | | -0,44% | | -11,70 | | -16,62 | | -0,46% | | -12,93 | | -21,14 | | -0,50% |
| 2 клас | -48,10 | | -63,60 | | -2,63% | | -50,01 | | -70,74 | | -2,73% | | -68,05 | | -113,59 | | -3,61% |

**Табл. 18. Заходи зі зниження нетехнічних витрат**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № з/п | Складові цільової програми | | Усього на роки 2019-2023 | | у т.ч. по роках: | | | | | | | |
| 2019 | | | | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
| тис. грн. без ПДВ | % | усього на рік | | економічний ефект (зниження ТВЕ) | | тис. грн. без ПДВ | тис. грн. без ПДВ | тис. грн. без ПДВ | тис. грн. без ПДВ |
| тис. грн. без ПДВ | % | млн кВт·год | % |
| **1** | **Покращення обліку електричної енергії, у т.ч.:** | | **90 241,19** | **100%** | **14 781,28** | **100%** | **0,20** | **100%** | **16 259,41** | **17 885,35** | **19 673,88** | **21 641,27** |
| 1.1 | впровадження комерційного обліку електричної енергії | | 0,00 | 0% | 0,00 | 0,00% | 0,00 | 0,00% | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 1.2 | впровадження обліку електричної енергії на межі структурних підрозділів (районів електричних мереж, філій) | | 0,00 | 0% | 0,00 | 0,00% | 0,00 | 0,00% | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 1.3 | заміна вимірювальних трансформаторів | ТС 0,4 кВ | 0,00 | 0% | 0,00 | 0,00% | 0,00 | 0,00% | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| ТС, ТН 6-110 кВ | 0,00 | 0% | 0,00 | 0,00% | 0,00 | 0,00% | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| **1.4** | **впровадження обліку споживання електричної енергії населенням, у т.ч.:** | | **90 241,19** | **100%** | **14 781,28** | **100%** | **0,20** | **100%** | **16 259,41** | **17 885,35** | **19 673,88** | **21 641,27** |
| сільським | | 48 210,33 | 53,42% | 7 896,73 | 53,42% | 0,07 | 33,00% | 8 686,40 | 9 555,04 | 10 510,55 | 11 561,60 |
| міським | | 42 030,87 | 46,58% | 6 884,55 | 46,58% | 0,13 | 67% | 7 573,01 | 8 330,31 | 9 163,34 | 10 079,67 |
| 1.5 | придбання стендів повірки, зразкових лічильників, повірочних лабораторій | | 0,00 | 0% | 0,00 | 0% | 0,00 | 0% | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| **2** | **Інше** | | **0,00** | **0%** | **0,00** | **0%** | **0,00** | **0%** | **0,00** | **0,00** | **0,00** | **0,00** |
| **Усього** | | | **90 241,19** | **100%** | **14 781,28** | **100%** | **0,20** | **100%** | **16 259,41** | **17 885,35** | **19 673,88** | **21 641,27** |

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

Необхідність реконструкції електричних мереж пов’язана, у першу чергу, із суттєвим збільшенням навантаження та необхідністю заміни морально та фізично зношеного обладнання. Існуючі електричні мережі не в змозі забезпечити якісне енергопостачання споживачів, враховуючи інтенсивний розвиток соціальної інфраструктури.

Після проведення аналізу переведення мереж 6 (10) кВ на напругу 20 кВ було розглянуто доцільность даного переходу, яка показала неефективність переходу на вищий ступінь напруги 20 кВ в порівнянні із проведенням реконструкції існуючої мережі 6 (10) кВ. Також хочеться зазначити, що незначний приріс навантаження суттєво впливає на розрахунки при критеріях переходу на вищий клас напруги 20 кВ. Перехід доцільніше здійснювати на незабудованій території, а саме при приєднанні житлових масивів.

Враховуючи вищезазначене можна зробити висновок, що реалізація проектів переходу існуючих мереж на вищий клас напруги 20 кВ на даний час є недоцільною.

# 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.

Наразі регіональна філія «Донецька залізниця» АТ «Укрзалізниця» 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).

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

Загальний стан мережі 0,4-10 кВ філії «Донецька залізниця» наведено нижче.

Табл.19. Протяжність ЛЕП 0,4-10 кВ станом на 01.01.2019 рік

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Клас напруги ПЛ,КЛ** | **Протяжність, всього (км)** | |
| **На 01.01.2018р** | **На 01.01.2019р** |
| ПЛ 6-10кВ | 1421,2 | 1421,2 |
| ПЛ 0,4кВ | 322,08 | 322,08 |
| КЛ 6-10кВ | 60,19 | 60,19 |
| КЛ 0,4кВ | 203,39 | 203,39 |
| Всього | **2006,86** | **2006,86** |

Табл. 40. Середня комплексна оцінка технічного стану об'єктів

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Найменування об'єкта | Всього | Оцінка технічного стану | | | |
| добрий | задовільний | незадовільний | непридатний |
| ПЛ 6-10 кВ, км | 1421,2 | 1156,23 | 113,21 | 138,73 | 13,03 |
| КЛ 6-10 кВ, км | 60,19 | 48,07 | 2,47 | 4,71 | 4,94 |
| ТП 6-10/0,38 кВ, шт | 666 | 660 | 6 | 0 | 0 |
| ПЛ 0,38 кВ, км | 322,08 | 213,1 | 36,54 | 40,35 | 32,09 |
| КЛ 0,34 кВ, км | 203,39 | 186,07 | 3,89 | 9,53 | 3,9 |

**Табл. 21. Орієнтовний обсяг капіталовкладень необхідний для реконструкції розподільчих мереж 0,4-10 кВ на 2020-2024 роки.**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Назва об'єкта** | **2020** | | **2021** | | **2022** | | **2023** | | **2024** | |
| **км лінії/ од. ТП** | **Вартість, млн.грн** | **км лінії/ од. ТП** | **Вартість, млн.грн** | **км лінії/ од. ТП** | **Вартість, млн.грн** | **км лінії/ од. ТП** | **Вартість, млн.грн** | **км лінії/ од. ТП** | **Вартість, млн.грн** |
| **ПЛ-0,4 кВ** |  | 0 |  | 0 | 1,1 | 0,4 | 1,8 | 0,7 | 1,7 | 0,7 |
| **КЛ-0,4 кВ** |  | 0 |  | 0 |  |  |  |  |  |  |
| **ПЛ 10 кВ** |  | 0 |  | 0 | 0,4 | 0,6 | 0,75 | 0,8 | 0,9 | 0,8 |
| **КЛ 10 кВ** |  | 0 |  | 0 |  |  |  |  |  |  |
| **ТП 10(6)/0,4 кВ** | 1 | 0,9 | 1 | 3 | 2 | 3 | 2 | 3,5 | 2 | 4 |
| **Разом** |  | **0,9** |  | **3** |  | **4** |  | **5** |  | **5,5** |
| **Всього** | **18,4** | | | | | | | | | |

# 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.** 22.

Табл. 22. 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** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | Реконструкція акумуляторної батареї ПС Зелений Клин | 2017 | - | 1111,31 | 1111,31 | Реконструкція | складова тарифу | Завершити у 2020 році |
| 2 | Технічне переоснащення ТП №2 станції Красноармійськ | 2017 |  | 916,91 | 916,91 | Технічне переоснащення | складова тарифу | Завершити у 2020 році |
| 3 | Технічне переоснащення тягової підстанції Межова з заміною з заміною акумуляторної батареї | 2017 |  | 1370,54 | 1370,54 | Технічне переоснащення | складова тарифу | Завершити у 2020 році |
| 4 | Технічне переоснащення РЗА 110,35,10кВ та схем управління силового обладнання тягової підстанції Cіверськ | 2018 |  | 1 576,16 | 1 576,16 | Технічне переоснащення | складова тарифу | Завершити у 2020 році |
| 5 | Технічне переоснащення щитової тягової підстанції Cіверськ | 2018 |  | 8 184,92 | 8 184,92 | Технічне переоснащення | складова тарифу | Завершити у 2020 році |
| 6 | Технічне переоснащення ВРП-110кВ, ЗРП-10кВ тягової підстанції Курдюмівка | 2018 |  | 21 047,42 | 21 047,42 | Технічне переоснащення | складова тарифу | Завершити у 2020 році |
| 7 | Технічне переоснащення ЦРП-35кВ м. Лиман | 2018 |  | 9 554,98 | 9 554,98 | Технічне переоснащення | складова тарифу | Завершити у 2020 році |
| 8 | Технічне переоснащення ВРП-110кВ тягової підстанції Очеретино | 2018 |  | 19 938,33 | 19 938,33 | Технічне переоснащення | складова тарифу | Завершити у 2021 році |

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

По господарству електропостачання регіональної філії «Донецька залізниця» техніко-економічні обґрунтування не розроблялись

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

По господарству електропостачання регіональної філії «Донецька 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 відсутні.

Перелік необхідної реконструкції, технічного переоснащення електричних мереж згідно планів по господарству електропостачання регіональної філії «Донецька залізниця», яка була визначена після аналізу технічного стану обладнання, аналізу завантаження трансформаторів, аналізу аварійних режимів роботи мережі:

**ПС-110 Сіверськ тягова**

Для забезпечення надійного та якісного електропостачання споживачів України в Донецькій області СП «Лиманська дистанція електропостачання» пропонує включити до плану з освоєння капітальних інвестицій на 2020 рік роботи з технічного переоснащення РЗА 110, 35,10 кВ та схем управління силового обладнання тягової підстанції Сіверськ реконструкції РЗА та схем управління силового обладнання підстанції Сіверськ. Згідно актів технічного стану по тяговій підстанції Сіверськ пристрої релейного захисту (панелі захисту) 1968 року випуску, фактичний термін експлуатації 51 років порівняно з усередненим нормативним 25 років, відпрацювали встановлений ресурс, не забезпечують безаварійну роботу основного обладнання та потребують заміни. В наявності знос електромагнітних реле, клемних з’єднувачів, проводів.

Передбачена заміна:

- шафи управління, захисту та автоматики чотирьох фідерів 35 кВ, СВ-35 кВ, ТН-35 кВ на мікропроцесорній базі з наступними функціями: управління вимикачами, сигналізацію їх положення та ненормального стану, телекерування, контроль кіл керування (ОКЦ, КТУ); контроль струму; струмову відсічку; двоступеневу МТЗ; АПВ; контроль напруги по фазах та 3Uо.

Технічного переоснащення РЗА 110,35,10кВ та схем управління силового обладнання тягової підстанції Сіверськ. В наявності проектно-кошторисна документація з позитивним висновком експертизи. Згідно актів технічного стану по тяговій підстанції Сіверськ пристрої релейного захисту (панелі захисту) 1968 року випуску, фактичний термін експлуатації 50 років порівняно з усередненим нормативним 25 років, відпрацювали встановлений ресурс, не забезпечують безаварійну роботу основного обладнання та потребують заміни. В наявності знос електромагнітних реле, клемних з’єднувачів, проводів.

**ПС-110 Шевченко тягова**

Згідно актів технічного стану по тяговій підстанції Шевченко обладнання ВРП-110 кВ 1963 року випуску, фактичний термін експлуатації 56 років порівняно з усередненим нормативним 25 років, відпрацювали встановлений ресурс, потребують заміни. З 2016 року зафіксовані технологічні порушення по тяговій роботі з причини відмови роботи застарілого комутаційного обладнання. Для забезпечення надійного та якісного електропостачання споживачів України в Донецькій області Регіональна філія «Донецька залізниця» пропонує включити до плану з освоєння капітальних інвестицій на 2020 рік роботи з реконструкції ВРП-110 кВ тягової підстанції Шевченко, а саме заміну:

- Заміна опорних залізобетонних конструкцій під обладнанням 110 кВ;  
- Заміна металевих порталів ВРП-110 кВ в кількості 12 шт.;  
- Заміна роз'єднувачів РЛНДЗ-110 кВ з приводами в кількості 10 шт.;  
- Заміна ЗОН-110 з приводами в нейтралі трансформаторів СТ-1,2;  
- Заміна трансформаторів струму 110 кВ;  
- Заміна трансформаторів напруги 110 кВ в кількості 6 шт.;  
- Заміна секційного масляного вимикача 110 кВ;  
- Заміна розрядників ВРП-110 кВ в кількості 6 шт.;  
- Заміна розрядників в нейтралі СТ-1,2 в кількості 2 шт.;  
- Заміна шин та спусків з ізоляторами ВРП-110 кВ;  
- Заміна опорної конструкції СТ-2;  
- Заміна контуру заземлення ВРП-110 кВ;  
- Заміна силових та контрольних кабелів обладнання 110 кВ;  
- Заміна кабельних каналів та улаштування в них кабелів ВРП-110 кВ.

**ПС-110 Курдюмівка тягова**

Згідно актів технічного стану по тяговій підстанції Курдюмівка обладнання ВРП-110 кВ та ЗРП-10 кВ 1963 року випуску, фактичний термін експлуатації 55 років порівняно з усередненим нормативним 25 років, відпрацювали встановлений ресурс, потребують заміни. З 2016 року зафіксовані технологічні порушення по тяговій роботі з причини відмови роботи застарілого комутаційного обладнання. Для забезпечення надійного та якісного електропостачання споживачів України в Донецькій області Регіональна філія «Донецька залізниця» пропонує включити до плану з освоєння капітальних інвестицій на 2020 рік роботи з технічного переоснащення ВРП-110 кВ, ЗРП-10 кВ тягової підстанції Курдюмівка, а саме заміну:

- опорних залізобетонних конструкцій під обладнанням 110 кВ;

- роз’єднувачів РЛНДЗ-110 кВ з приводами в кількості 8 шт.,

- секційного масляного вимикача 110 кВ;

- масляних вимикачів вводів 1,2- 110 кВ;

- трансформаторів струму 110 кВ в кількості 6 шт.;

- розрядників РВС-110 кВ в кількості 6 шт.;

- шин та спусків з ізоляторами ВРП-110 кВ;

- контуру заземлення ВРП-110 кВ;

- силових та контрольних кабелів обладнання 110 кВ.;

- масляних вимикачів 10 кВ у кількості 19 шт.;

- трансформаторів струму 10 кВ у кількості 38 шт.;

- силових та контрольних кабелів встановленого обладнання.

**ПС-110 Зелений Клин тягова**

1. Роботи з Заміни акумуляторної батареї. В наявності проектно-кошторисна документація з позитивним висновком експертизи. Згідно актів технічного стану по тяговій підстанції акумуляторна батарея 1981 року випуску, фактичний термін експлуатації 38 років порівнянню з нормативним 15 років. Свинцеві пластини батареї мають дефекти, спостерігається їх руйнування та випадіння осаду, у батареї відзначається зниження ємності, що негативно сказується при аварійній комутації силового обладнання.
2. Роботи реконструкції ВРП-110 кВ тягової підстанції «Зелений Клин». Підстанція збудована у 1961р., обладнання з фактичним терміном експлуатації 58 років порівняно з усередненим нормативним 25 років. Обладнання відпрацювало встановлений ресурс, потребує заміни, опорні конструкції мають тріщини та сколи. Зафіксовані технологічні порушення в роботі підстанції з причини відмови або некоректної роботи застарілого комутаційного обладнання (секційний вимикач 110кВ). Підстанція живить ЛЕП-35 кВ та ЛЕП-10 кВ, які в свою чергу живлять населення сіл, селищ, міста Лиман та споживачів юридичних осіб (комбікормовий завод, міні виробництво).

**ПС-110 Зовна тягова**

Підстанція збудована у 1961р., обладнання з фактичним терміном експлуатації 58 років порівняно з усередненим нормативним 25 років. Обладнання відпрацювало встановлений ресурс, потребуює заміни, опорні конструкції мають тріщини та сколи, спостерігається нахил обладнання через просадку залізобетонних стійок, на металічних порталах останні роки спостерігається активна корозія. З 2018 року зафіксовані технологічні порушення в роботі підстанції з причини відмови або некоректної роботи застарілого комутаційного обладнання. Підстанція живить ЛЕП-10 кВ, які в свою чергу живлять населення сіл та селищ.

**ПС-110 Ямпіль тягова**

Роботи Реконструкції ВРП-110 кВ та ЗРП-10 кВ тягової підстанції «Ямпіль» в дві черги. Підстанція збудована у 1961р., обладнання з фактичним терміном експлуатації 58 років порівняно з усередненим нормативним 25 років. Обладнання відпрацювало встановлений ресурс, потребуює заміни, опорні конструкції мають тріщини та сколи, на металічних порталах спостерігається корозія. Підстанція живить ЛЕП-10 кВ, які в свою чергу живлять населення сіл та селищ.

**ПС-110 Сартана тягова**

Технічне переоснащення ВРУ 110 кВ із заміною високовольтних вводів трансформаторів, виніс обліку на межу балансової належності.

Згідно розділу 3 «Інструкції про порядок комерційного обліку електричної енергії», затвердженої постановою НКРЕ №1349 від 19.10.98 р. по тяговій підстанції Сартана необхідно виконати технічне переоснащення з переносом обліку на межу балансової належності. Значення тангенсу основної паперово-масляної ізоляції вводів 110 кВ силового трансформатора №2 становить

близько до граничних значень, тому потребує заміни. У зв’язку з вищевказаним та для забезпечення надійного та якісного електропостачання споживачів пропонується виконати роботи з технічного переоснащення ВРП-110 кВ з переносом обліку на МБН та силового трансформатору з заміною високовольтних вводів по тяговій підстанції Сартана.

Структурний підрозділ «Волноваська дистанція електропостачання» має необхідність виконати роботи з Технічного переоснащення тягової підстанції Сартана 110 кВ із заміною акумуляторної батареї, для забезпечення надійного та якісного функціонування підстанції та електропостачання споживачів України в Донецькій області.

На тяговій підстанції Сартана, яка була побудована у 1963 році, експлуатується акумуляторна батарея типу LS 02-240 G, яка відпрацювала свій нормативний ресурс. На теперішній час 2 елементи були замінені. При введені в експлуатацію акумуляторна батарея віддавала 100 % ємкості – 450 А/год. У 2018 році акумуляторна батарея віддає 55% - 247,5 А/год. Подальша експлуатація акумуляторної батареї типу LS 450 G може привести до аварійних ситуацій у роботі підстанції та збою нормального режиму електропостачання, потребує повної заміни. Пристрій зарядний УЗ-110В/40А, УЗ 24В/20А не забезпечує заряд-підзаряд акумуляторної батареї, що може привести до порушень надійності електропостачання споживачів, також потребує заміни.

Роботи, які необхідно виконати:

* демонтаж та утилізація акумуляторної батареї 110 В типу LS 450 G ( 64-елементної);
* виконання робіт по встановленню 64- елементної акумуляторної батареї закритого типу 110В, 24В, 450 Ач;
* підключення зарядно – підзарядного пристрою;
* виконання пусконалагоджувальних робіт та введення в експлуатацію.

Витрати по даній закупівлі передбачені Проектом пооб’єктного плану освоєння капітальних інвестицій на 2020 р. по регіональній філії «Донецька залізниця» господарство електропостачання згідно розділу III «Модернізація основних засобів» п. 3.1.3 Інвестпрограма у т.ч. п.п. 3.1.3.1 «Технічне переоснащення тягової підстанції Сартана 110 кВ із заміною акумуляторної батареї».

Місце виконання робіту «Технічного переоснащення тягової підстанції Сартана 110 кВ із заміною акумуляторної батареї» (філії «Донецька залізниця»). Адреса: Донецька обл., м. Маріуполь, вул. Харківська, 21.

**ПС-110 Кальчик тягова**

Структурний підрозділ «Волноваська дистанція електропостачання» має необхідність виконати роботи з Реконструкції ВРП-110 кВ тягової підстанції Кальчик із заміною відокремлювачів, короткозамикачів на елегазові вимикачів для забезпечення надійного та якісного функціонування підстанції та електропостачання споживачів України в Донецькій області.

Виконання реконструкції ВРП-110 кВ тягової підстанції Кальчик не тільки сприяє розвитку мереж для забезпечення підключення нових споживачів, а також підвищить надійність роботи всієї тягової підстанції та електропостачання існуючих споживачів.

Відкритий розподільчий пристрій (ВРП) 110 кВ введений в експлуатацію в 1963 році, за цей період має місце ряд порушень та дефектів, обладнання ВРП-110кВ вичерпало свій ресурс (понад 50 років, що більш ніж в 2 рази перевищує термін нормальної експлуатації).

Роботи, які необхідно виконати:

* демонтаж відокремлювачів, короткозамикачів ВРУ 110кВ тягової підстанції Кальчик;
* встановлення елегазових вимикачів СТ-1- 110кВ, СТ-2-110кВ на ВРП-110кВ тягової підстанції Кальчик;
* встановлення секційного елегазового вимикача 110кВ на ВРУ-110кВ;
* монтаж двох секційних роз’єднувачів на ВРП-110кВ;
* монтаж двох комплектів ТТ-110 кВ на СТ-1-110кВ та СТ-2-110кВ для захисту і обліку;
* монтаж одного комплекту ТТ-110кВ в схему секційного вимикача-110кВ для захисту;
* монтаж двох комплектів ТН-110 кВ от І и ІІ секції шин 110 кВ для обліку і захисту, контролю напруги;
* монтаж ланцюгів захисту елегазових вимикачів СТ-1-110кВ, СТ-2-110кВ, секційного елегазового вимикача 110кВ;
* монтаж ланцюгів захисту комплектів ТТ-110кВ, ТН-110кВ;
* виконання пусконаладних робіт і введення в експлуатацію.

**ПС-110 Карань тягова**

Технічне переоснащення із заміною акумуляторної батареї.

Тягова підстанція Карань введена в роботу у 1963 році, є джерелом електропостачання станції Карань, контактної мережі, залізничних та інших споживачів, підстанція транзитна.

На тяговій підстанції Карань експлуатується акумуляторна батарея типу LS 450 G. Дата введення в експлуатацію у 2008 році. Гарантійний термін експлуатації - 5 років. На теперішній час з 64 акумуляторних елементів, внаслідок замкнення пластин 7 елементів виведені з експлуатації. При введені в експлуатацію акумуляторна батарея віддавала 100 % ємкості – 450 А/год. У 2018 році акумуляторна батарея віддає 50% - 225 А/год. Пристрій зарядний УЗ-110В/60А, УЗ 24В/10А не забезпечує заряд- підзаряд акумуляторної батареї, що може привести до порушень надійності електропостачання споживачів, також потребує заміни.

Об’єм робіт

Необхідно виконання робіт з демонтажу та утилізації акумуляторної батареї 110 В типу LS 450 G ( 64-елементної); виконання робіт по встановленню 64- елементної акумуляторної батареї закритого типу 110В, 24В, 450 Ач; поставка та підключення зарядно – підзарядного пристрою; виконання пусконалагоджувальних робіт та введення в експлуатацію.

Проектно-кошторисна документація, експертиза проекту в наявності. Роботи заплановані на 2019 рік.

Технічне переоснащення ВРУ -110 кВ із заміною секційного масляного вимикача

Комутаційне обладнання ВРП-110кВ тягової підстанції Карань, яке було введено в експлуатацію в 1963 році, секційний масляний вимикач потребує заміни на сучасний елегазовий вимикач. Після здійснення відключень комутаційних апаратів, за даними вимірів, різко знижується загальна ємкість акумуляторних елементів АБ до неприпустимих значень, що може привести до аварійних ситуацій у роботі підстанції та збою нормального режиму електропостачання.

Виконання реконструкції ВРП-110 кВ тягової підстанції Карань не тільки сприяє розвитку мереж для забезпечення підключення нових споживачів, а також підвищить надійність роботи всієї тягової підстанції та електропостачання існуючих споживачів.

В результаті заміни обладнання будуть досягнуті наступні показники:

- більш високий ступінь надійності відключення пошкоджень в мережі 110 кВ та, як наслідок, менший ризик пошкодження обладнання;

- зниження експлуатаційних витрат на ремонтно-технічне обслуговування;

- забезпечення безпеки обслуговуючого персоналу;

- підвищення екологічного стану території ВРП - 110 кВ.

**ПС-110 Волноваха тягова**

Технічне переоснащення підстанції із заміною акумуляторної батареї.

Тягова підстанція Волноваха 110/35/10 – опорна підстанція.

Акумуляторна батарея SBS-480 ( 64 елементна) введена до експлуатації у 2015 році, згідно експлуатаційної інструкції, термін використання АБ складає 8 років.

На теперішній час не всі параметри АБ відповідають технічним вимогам, а саме:

- виявлено падіння напруги на 14 елементі ( менше 1,6В при нормі 2,2В);

- при контрольних замірах виявлені заколочування елементів ( №№5,6,14,54,61,64) в кількості 6 шт;

- загальна ємкість АБ складає 68% від номінальної;

- - спостерігається вздуття корпусів 5 елементів.

**ПС-110 Південнодонбаська тягова**

Технічне переоснащення підстанції із заміною акумуляторної батареї.

Підстанція введена в роботу у 1976 році. Тягова підстанція Південнодонбасська є джерелом живлення залізничної станції, контактної мережі, залізничних та інших сторонніх споживачів. Акумуляторна батерея ( нікель кадмієва НК-28 170- елементна) введена до експлуатації у 1980 році. В результаті тривалого використання між елементами утворилося зашлакованість продуктами окису металу. Ремонт проводити недоцільно, потребує повної заміни.

Пристрій зарядний ВУ-110-24Б ( 4 шт.) не забезпечує заряд- підзаряд акумуляторної батареї, що може привести до порушень надійності електропостачання споживачів, також потребує заміни.

**ПС-110 Удачна тягова**

Відповідно до акту технічного стану структурного підрозділу «Покровська дистанція електропостачання» від 28 вересня 2018 року пропонується включити до інвестиційної програми на 2020 рік роботи з розробки робочого проекту (проектно-кошторисної документації) з реконструкції тягової підстанції Удачна.

Тягова підстанція Удачна була побудована 1959 році.

Потребує реконструкції ВРП-110кВ: заміна порталів з опорами, заміна МКП-110 підвісної ізоляції, в/в вводів СТ-1,2, заміну масляних вимикачів, заміну застарілого релейного захисту 110/10 на сучасний мікропроцесорний з заміною кабелів керування та заміну загальнопідстанційного мнемо щита.

**ПС-110 Очеретине тягова**

На даний час на тяговій підстанції Очеретино експлуатується розподільчий пристрій ОРУ-110, який складається з масляних вимикачів, роз’єднувачів, трансформаторів струму та напруги, силових трансформаторів. З’єднання всіх цих елементів виконується за допомогою шлейфів з проводу марки АС, які закріплюються через фарфорову ізоляцію на залізобетонних та металевих порталах із залізобетонними опорами.

Вище перераховане обладнання має тривалий термін експлуатації з 1959 року, гранично допустимі показники для їх можливої експлуатації, фізично та морально застарілі. На підставі дефектного акту необхідна заміна наступного обладнання.

Так потребують заміни підтримуючі конструкції із ізолюючими елементами які виконані у вигляді залізобетонних порталів із залізобетонними стійками та фарфоровою ізоляцією на сучасні металеві портали із захисним покриттям у вигляді гарячого цинкування із полімерною ізоляцією. Загалом по ОРУ-110 кВ – 8 порталів, ОРУ-10 кВ – 8 порталів;

Потребують заміни маслонаповнені вводи силових трансформаторів СТ-1 та СТ-2 які мають тривалий термін експлуатації з 1959 року, застарілу паперово-промаслену ізоляцію, та не підлягають відновленню свої ізоляційних функцій в кількості 6 одиниць.

потребують заміни 4 масляних вимикачів 110 кВ, які мають в собі великі об’єми трансформаторного масла, що негативно впливає на екологічний стан на сучасні елегазові.

потребують заміни 9 роз’єднувача 110 кВ, які мають тривалий термін експлуатації;

потребує заміни шинний міст ОРУ-10 кВ в опорні конструкції виконані у вигляді залізобетонних стійок, які мають значні пошкодження, із фарфоровою ізоляцією загальною протяжністю 210 м.

Також на тяговій підстанції Очеретино експлуатується розподільчий пристрій РУ-10, який складається з двох вводів із масляними вимикачами, з двох секцій шин між якими змонтований секційний масляний вимикач та 13 приєднань, два з яких із вакуумними вимикачами та одинадцять із масляними вимикачами.

Масляні вимикачі РУ-10 кВ тягової підстанції Очеретино мають тривалий понаднормативний термін експлуатації (з 50-х 60-х років минулого століття). Згідно даних вимірювань під час проведення ППР мають гранично допустимі показники для подальшої експлуатації, фізично зношені та морально застарілі. До того ж використання трансформаторного масла у вимикачах не сприяє поліпшенню екологічної обстановки країни.

Для заміни фізично та морально застарілих масляних вимикачів пропонується розробити проект по реконструкції РУ-10 кВ тягової підстанції Очеретино із заміною 11-ти масляних вимикачів на вакуумні.

.

**ПС-110 Авдіївка тягова**

Обладнання підстанції потребує заміни після пошкодження під час проведення АТО. Останнім часом збільшились випадки відмов релейного захисту і обладнання підстанції внаслідок прихованих пошкоджень, які виникли під час проведення АТО та не можуть бути виявленні під час проведення поточного обслуговування. Необхідна заміна акумуляторної батареї, яка пошкоджена під час проведення АТО.

**ПС-110 Демурине тягова**

Обладнання тягової підстанції має перевищений термін експлуатації, гранично допустимі експлуатаційні показники, а в деяких випадках перевищені показники, підтримуючи конструкції мають тріщини в бетоні, корозію арматури, збільшились випадки хибного спрацювання релейного захисту, відсутня матеріальна база для відновлення пристрої релейного захисту, ізоляція кабельних ліній має гранично допустимі показника, а в окремих випадках, фізичні пошкодження.

Силові трансформатори експлуатуються із водами застарілого типу, які мають перевищений термін експлуатації та граничні показники стану ізоляції (кута діелектричних втрат), вводи силового трансформатору Т2 мають перевищення допустимих показників кута діелектричних втрат.

**ПС-110 Межова тягова**

Стаціонарна акумуляторна батарея вийшла з ладу, на даний час на підстанції експлуатується не типова батарея зібрана зі стартерних акумуляторів типу СТ-140(190)

Підстанція «Межова» 110/35/10 кВ, яка відноситься до локальних електричних мереж залізниці, була побудована 1959 році. На данний час встановлена кислотна акумуляторна батарея тип 10 OGI-550. Акумуляторна батарея в умовах нормальної експлуатації знаходиться в режимі готовності до виконання своїх функцій в аварійних режимах. Цей режим готовності забезпечується за рахунок підтримання АБ постійно в стані повної зарядженості, що досягається шляхом протікання в ній постійно струму підзаряда. Данний вид застарілий потребує значних затрат на її обслуговування. У зв’язку з цим пропонується її заміна на сучасну батарею, що в свою чергу підвищить надійність керування обладнання підстанції та відповідно надійність живлення споживачів та знизить затрати на її поточне утримання.

Передбачається заміна акумуляторної батареї тип 10 OGI-550, як такої, що вичерпала граничний термін експлуатації, на тип Power Safe SBS 580 EON (2И, 580A/г), що складається з 64 елементів.

Обладнання тягової підстанції має перевищений термін експлуатації, гранично допустимі експлуатаційні показники, а в деяких випадках перевищені показники, підтримуючи конструкції мають тріщини в бетоні, корозію арматури, збільшились випадки хибного спрацювання релейного захисту, відсутня матеріальна база для відновлення пристрої релейного захисту, ізоляція кабельних ліній має гранично допустимі показника, а в окремих випадках, фізичні пошкодження

**ПС-110 Дубове тягова**

Для забезпечення надійного та якісного електропостачання споживачів України в Харківській області необхідно виконати

* Заміна підтримуючих конструкцій та кабельних каналів ВРП-110кВ, ШМ-10 кВ.
* заміна опорних залізобетонних конструкцій порталів в кількості 20шт ВРП-110кВ. Конструкції мають вкрай незадовільний та зношений стан в наслідок корозії, необхідна заміна.;
* заміна опорних залізобетонних конструкцій ШМ-10кВ - в кількості 19шт. Конструкції мають вкрай незадовільний та зношений стан в наслідок корозії, необхідна заміна.;
* заміна кабельного каналу довжиною 198,0 м., частина каналу цегла та бетон зруйновані;
* заміна масляних вимикачів МКП-110 кВ на вводах №1 та №2, СМВ-110кВ - 3шт. на елегазові. Масло в вимикачах має гранично – припустимий стан за результатами випробувань, має місце знос частин, що труться, тому відбувається збій одночасності розімкнення контактів полюсів вимикача.
* заміна старотипних 3-х полюсних роз’єднувачів на нові типу РДЗ-110/1000 з полімерними ізоляторами у кількості 10 шт. Роз’єднувачі мають перевищення здвигу осі в горизонтальній площині.
* заміна розрядників РВС-110 на ОПН-110 в кількості 6 шт. Розрядники відпрацювали встановлений ресурс, мають фізичний знос.
* заміна старотипних трансформаторів напруги 110кВ – 3шт.,
* заміна масляних вимикачів, монтаж комірок РП-10 кВ з вакуумними вимикачами типу VL-12P (або аналог) в кількості 10 шт. Вимикачі мають частковий знос шарнірних з’єднань, ізоляція не відповідає нормам, масляні вимикачі вичерпали встановлений ресурс.
* заміна маслонаповнених вводів СТ-1,2-110/10 (тангенс кута діелектричних втрат перевищує норми).

На теперішній час по тяговій підстанції потребує реконструкції РЗА 110,10 кВ з заміною обладнання на більш сучасне, в зв’язку з не завжди можливим коригуванням параметрів реле старого покоління та надійне з’єднання зі схемами керування. Панелі щита керування вичерпали свій ресурс, ремонт застарілого обладнання ускладнюється відсутністю запасних частин та комплектуючих, що унеможливлює роботу з профілактичного відновлення обладнання. Необхідно виконати заміну щита керування:

* заміна панелей управління,обліку, захисту, власних потреб-15шт;
* стійки ТК-ТС, стійка БФАМ-70-2шт,
* реконструкцію РЗА-110,10 кВ та схем управління силового обладнання;

**ПС-110 Гаврилівка тягова**

Для забезпечення надійного та якісного функціонування підстанції та електропостачання споживачів України в Харківській області необхідно виконати:

* заміна опорних залізобетонних конструкцій порталів ВРП-110кВ. Конструкції мають вкрай незадовільний та зношений стан в наслідок корозії, необхідна заміна.;
* заміна опорних залізобетонних конструкцій ШМ-10кВ. Конструкції мають вкрай незадовільний та зношений стан в наслідок корозії, необхідна заміна.;
* заміна кабельного каналу, частина каналу цегла та бетон зруйновані;
* заміна масляних вимикачів МКП-110 кВ на вводах №1 та №2, 2шт. на елегазові. Масло в вимикачах має гранично – припустимий стан за результатами випробувань, має місце знос частин, що труться, тому відбувається збій одночасності розімкнення контактів полюсів вимикача.
* заміна старотипних 3-х полюсних роз’єднувачів – 8шт. на нові типу РДЗ-110/1000 з полімерними ізоляторами. Роз’єднувачі мають перевищення здвигу осі в горизонтальній площині.
* заміна розрядників РВС-110 на ОПН-110 в кількості 6 шт. Розрядники відпрацювали встановлений ресурс, мають фізичний знос.
* заміна старотипних трансформаторів напруги 110кВ – 6шт.,
* Заміна маслонаповнених вводів СТ-1,2-110/10*:*
* -заміна маслонаповнених вводів СТ-1,2-110/10 (тангенс кута діелектричних втрат перевищує норми).
* Заміна щита керування тягової підстанції, заміна РЗА 110/10 та схем управління силового обладнання.

На теперішній час по тяговій підстанції потребує реконструкції РЗА 110,10 кВ з заміною обладнання на більш сучасне, в зв’язку з не завжди можливим коригуванням параметрів реле старого покоління та надійне з’єднання зі схемами керування. Панелі щита керування вичерпали свій ресурс, ремонт застарілого обладнання ускладнюється відсутністю запасних частин та комплектуючих, що унеможливлює роботу з профілактичного відновлення обладнання. Необхідно виконати заміну щита керування:

* заміна панелей управління,обліку, захисту, власних потреб;
* стійки ТК-ТС, стійка БФАМ-70;
* реконструкцію РЗА-110,10 кВ та схем управління силового обладнання;

**ПС-110 Язикове тягова**

Відповідно до акту технічного стану структурного підрозділу «Лиманська дистанції електропостачання» від 10 липня 2017 року пропонується включити до інвестиційної програми на 2019 рік проектні роботи з реконструкції ВРУ-35кВ тягової підстанції Язикове, для забезпечення надійного та якісного функціонування підстанції та електропостачання споживачів України в Донецькій області. Виконання реконструкції ВРП-35 кВ тягової підстанції Язикове підвищить надійність роботи всієї тягової підстанції та електропостачання існуючих споживачів.

Відкритий розподільчий пристрій (ВРП) 35 кВ інв. №7510403001285 введений в експлуатацію в 1958 році. За цей період має місце ряд порушень та дефектів, обладнання ВРП-35кВ вичерпало свій ресурс (понад 60 років, що в 2,5 разів перевищує термін експлуатації). Роботи, які необхідно виконати:

* заміна старотипних масляних вимикачів типу МКП-35 на нові елегазові вимикачі типу ВГБЕ-35 (або аналог) у кількості 5 шт. За результатами випробувань, має місце знос частин, що труться, тому відбувається збій одночасності розімкнення контактів полюсів вимикача.
* заміна 3-х полюсних роз’єднувачів типу РНДЗ-35 із конструкціями на нові з полімерними ізоляторами у кількості 11 шт. Роз’єднувачі мають перевищення здвигу осі в горизонтальній площині та потребують заміни.
* заміна старотипних трансформаторів напруги типу ЗНОМ-35 на нові типу НАМІ-35 (або аналог) в кількості 6 шт;
* заміна старотипних трансформаторів струму на нові типу ТФЗН-35 (або аналог) в кількості 4 шт;

Для забезпечення надійного та якісного функціонування підстанції та електропостачання споживачів України в Харківській області Слов’янська дистанція пропонує включити до плану розвитку мереж розробку проектної документації для виконання робіт з Реконструкції тягової підстанції Язикове:

Реконструкція ВРП 110 кВ:

Заміна підтримуючих конструкцій та кабельних каналів ВРП-110кВ, ШМ-10 кВ.

* заміна опорних залізобетонних конструкцій порталів ВРП-110кВ. Конструкції мають вкрай незадовільний та зношений стан в наслідок корозії, необхідна заміна.;
* заміна опорних залізобетонних конструкцій ШМ-10кВ. Конструкції мають вкрай незадовільний та зношений стан в наслідок корозії, необхідна заміна.;
* заміна кабельного каналу, частина каналу цегла та бетон зруйновані;
* Реконструкція ВРП-110кВ з заміною застарілого обладнання:
* заміна масляних вимикачів МКП-110 кВ 3шт. на елегазові. Масло в вимикачах має гранично – припустимий стан за результатами випробувань, має місце знос частин, що труться, тому відбувається збій одночасності розімкнення контактів полюсів вимикача.
* заміна старотипних 3-х полюсних роз’єднувачів на нові типу РДЗ-110/1000 з полімерними ізоляторами. Роз’єднувачі мають перевищення здвигу осі в горизонтальній площині.
* заміна розрядників РВС-110 на ОПН-110. Розрядники відпрацювали встановлений ресурс, мають фізичний знос.
* заміна старотипних трансформаторів напруги 110кВ,

Заміна щита керування тягової підстанції, заміна РЗА 110/35/10 та схем управління силового обладнання.

На теперішній час по тяговій підстанції потребує реконструкції РЗА 110,35,10 кВ з заміною обладнання на більш сучасне, в зв’язку з не завжди можливим коригуванням параметрів реле старого покоління та надійне з’єднання зі схемами керування. Панелі щита керування вичерпали свій ресурс, ремонт застарілого обладнання ускладнюється відсутністю запасних частин та комплектуючих, що унеможливлює роботу з профілактичного відновлення обладнання. Необхідно виконати заміну щита керування:

* заміна панелей управління,обліку, захисту, власних потреб;
* стійки ТК-ТС, стійка БФАМ-70;
* реконструкцію РЗА-110,35,10 кВ та схем управління силового обладнання;

**ПС-110 Барвінкове тягова**

Для забезпечення надійного та якісного функціонування підстанції та електропостачання споживачів України в Харківській області необхідно виконати:

* заміна масляних вимикачів МКП-110 кВ на вводах №1 та №2, 2шт. на елегазові. Масло в вимикачах має гранично – припустимий стан за результатами випробувань, має місце знос частин, що труться, тому відбувається збій одночасності розімкнення контактів полюсів вимикача.
* монтаж секційних роз’єднувачів та вимикача для секціонування ВРП-110кВ.
* заміна 3-х полюсних роз’єднувачів типу РЛНД-110 на нові з полімерними ізоляторами у кількості 6 шт. Роз’єднувачі мають перевищення здвигу осі в горизонтальній площині та потребують заміни.
* заміна розрядників РВС-110 на ОПН-110 в кількості 6 шт. Розрядники відпрацювали встановлений ресурс, мають фізичний знос.
* заміна старотипних трансформаторів напруги 110кВ – 3шт.,
* заміна масляних вимикачів, монтаж комірок РП-10 кВ з вакуумними вимикачами типу VL-12P (або аналог) Вимикачі мають частковий знос шарнірних з’єднань, ізоляція не відповідає нормам, масляні вимикачі вичерпали встановлений ресурс.
* -заміна маслонаповнених вводів СТ-2-110/10 (тангенс кута діелектричних втрат перевищує норми).
* Заміна щита керування тягової підстанції, заміна РЗА 110/10 та схем управління силового обладнання.

На теперішній час по тяговій підстанції потребує реконструкції РЗА 110,10 кВ з заміною обладнання на більш сучасне, в зв’язку з не завжди можливим коригуванням параметрів реле старого покоління та надійне з’єднання зі схемами керування. Панелі щита керування вичерпали свій ресурс, ремонт застарілого обладнання ускладнюється відсутністю запасних частин та комплектуючих, що унеможливлює роботу з профілактичного відновлення обладнання. Необхідно виконати заміну щита керування:

* заміна панелей управління,обліку, захисту, власних потреб;
* стійки ТК-ТС, стійка БФАМ-70;
* реконструкцію РЗА-110,10 кВ та схем управління силового обладнання;

**ПС-110 Бантишеве тягова**

Для забезпечення надійного та якісного електропостачання споживачів України в Донгецькій області необхідно виконати:

Заміна підтримуючих конструкцій та кабельних каналів ВРП-110кВ, ШМ-10 кВ.

* заміна опорних залізобетонних конструкцій порталів ВРП-110кВ. Конструкції мають вкрай незадовільний та зношений стан в наслідок корозії, необхідна заміна.;
* заміна опорних залізобетонних конструкцій ШМ-10кВ. Конструкції мають вкрай незадовільний та зношений стан в наслідок корозії, необхідна заміна.;
* заміна кабельного каналу, частина каналу цегла та бетон зруйновані;
* заміна масляних вимикачів МКП-110 кВ на вводах №1 та №2 - 2шт. на елегазові. Масло в вимикачах має гранично – припустимий стан за результатами випробувань, має місце знос частин, що труться, тому відбувається збій одночасності розімкнення контактів полюсів вимикача.
* заміна старотипних 3-х полюсних роз’єднувачів на нові типу РДЗ-110/1000 з полімерними ізоляторами Роз’єднувачі мають перевищення здвигу осі в горизонтальній площині.
* заміна старотипних трансформаторів напруги 110кВ – 3шт.,
* Реконструкція ЗРП-10кВ з заміною масляних вимикачів:
* заміна масляних вимикачів, монтаж комірок РП-10 кВ з вакуумними вимикачами типу VL-12P (або аналог).Вимикачі мають частковий знос шарнірних з’єднань, ізоляція не відповідає нормам, масляні вимикачі вичерпали встановлений ресурс.
* заміна маслонаповнених вводів СТ-1,2-110/10 (тангенс кута діелектричних втрат перевищує норми).

Заміна щита керування тягової підстанції, заміна РЗА 110/10 та схем управління силового обладнання.

На теперішній час по тяговій підстанції потребує реконструкції РЗА 110,10 кВ з заміною обладнання на більш сучасне, в зв’язку з не завжди можливим коригуванням параметрів реле старого покоління та надійне з’єднання зі схемами керування. Панелі щита керування вичерпали свій ресурс, ремонт застарілого обладнання ускладнюється відсутністю запасних частин та комплектуючих, що унеможливлює роботу з профілактичного відновлення обладнання. Необхідно виконати заміну щита керування:

* заміна панелей управління,обліку, захисту, власних потреб-15шт;
* стійки ТК-ТС, стійка БФАМ-70-2шт,
* реконструкцію РЗА-110,10 кВ та схем управління силового обладнання;

**ПС-110 Дружківка тягова**

Для забезпечення надійного та якісного електропостачання споживачів України в Донецькій області необхідно виконати:

* заміна опорних залізобетонних конструкцій ШМ-10кВ. Конструкції мають вкрай незадовільний та зношений стан в наслідок корозії, необхідна заміна;
* заміна кабельного каналу, частина каналу цегла та бетон зруйновані;
* заміна масляних вимикачів МКП-110 кВ на вводах №1 та №2, СМВ-110кВ - 3шт. на елегазові. Масло в вимикачах має гранично – припустимий стан за результатами випробувань, має місце знос частин, що труться, тому відбувається збій одночасності розімкнення контактів полюсів вимикача.
* заміна старотипних 3-х полюсних роз’єднувачів на нові типу РДЗ-110/1000 з полімерними ізоляторами. Роз’єднувачі мають перевищення здвигу осі в горизонтальній площині.
* заміна масляних вимикачів, монтаж комірок РП-10 кВ з вакуумними вимикачами типу VL-12P (або аналог) . Вимикачі мають частковий знос шарнірних з’єднань, ізоляція не відповідає нормам, масляні вимикачі вичерпали встановлений ресурс.
* заміна маслонаповнених вводів СТ-1,2-110/10 (тангенс кута діелектричних втрат перевищує норми).

Заміна щита керування тягової підстанції, заміна РЗА 110/10 та схем управління силового обладнання.

На теперішній час по тяговій підстанції потребує реконструкції РЗА 110,10 кВ з заміною обладнання на більш сучасне, в зв’язку з не завжди можливим коригуванням параметрів реле старого покоління та надійне з’єднання зі схемами керування. Панелі щита керування вичерпали свій ресурс, ремонт застарілого обладнання ускладнюється відсутністю запасних частин та комплектуючих, що унеможливлює роботу з профілактичного відновлення обладнання. Необхідно виконати заміну щита керування:

* заміна панелей управління,обліку, захисту, власних потреб;
* стійки ТК-ТС, стійка БФАМ-70,
* реконструкцію РЗА-110,10 кВ та схем управління силового обладнання;

**ПС-110 Костянтинівка тягова**

Для забезпечення надійного та якісного електропостачання споживачів України в Донецькій області необхідно виконати:

* заміна опорних залізобетонних конструкцій порталів в кількості ВРП-110кВ. Конструкції мають вкрай незадовільний та зношений стан в наслідок корозії, необхідна заміна.;
* заміна опорних залізобетонних конструкцій ШМ-10кВ. Конструкції мають вкрай незадовільний та зношений стан в наслідок корозії, необхідна заміна.;
* заміна масляних вимикачів МКП-110 кВ на вводах №1 та №2, СМВ-110кВ - 3шт. на елегазові. Масло в вимикачах має гранично – припустимий стан за результатами випробувань, має місце знос частин, що труться, тому відбувається збій одночасності розімкнення контактів полюсів вимикача.
* заміна старотипних 3-х полюсних роз’єднувачів на нові типу РДЗ-110/1000 з полімерними ізоляторами. Роз’єднувачі мають перевищення здвигу осі в горизонтальній площині.
* заміна розрядників РВС-110 на ОПН-110 в кількості 6 шт. Розрядники відпрацювали встановлений ресурс, мають фізичний знос.
* заміна старотипних трансформаторів напруги 110кВ – 6шт.,
* заміна масляних вимикачів, монтаж комірок РП-10 кВ з вакуумними вимикачами типу VL-12P (або аналог). Вимикачі мають частковий знос шарнірних з’єднань, ізоляція не відповідає нормам, масляні вимикачі вичерпали встановлений ресурс.
* заміна маслонаповнених вводів СТ-1,2-110/10 (тангенс кута діелектричних втрат перевищує норми).

Заміна РЗА 110/10 та схем управління силового обладнання.

На теперішній час по тяговій підстанції потребує реконструкції РЗА 110,10 кВ з заміною обладнання на більш сучасне, в зв’язку з не завжди можливим коригуванням параметрів реле старого покоління та надійне з’єднання зі схемами керування.

Заміна акумуляторної батареї:

Акумуляторна батарея типу 80G440LA (64 елемента) вичерпала встановлений заводом – виробником ресурс, пропонується до заміни.

**ПС-35 ЦРП Лиман**

Згідно актів технічного стану по центральній районній підстанції Лиман обладнання ВРП-35 кВ та ЗРП-10 кВ 1974 року випуску, фактичний термін експлуатації 45 років порівняно з усередненим нормативним 25 років, відпрацювало встановлений ресурс, потребує заміни. В наявності відмови в роботі комутаційного обладнання, що супроводжуються несвоєчасним ввімкненням-вимкненням, корозія металевих деталей, сколи ізоляторів. Для забезпечення надійного та якісного електропостачання споживачів України в Донецькій області Регіональна філія «Донецька залізниця» пропонує включити до плану з освоєння капітальних інвестицій на 2020 рік роботи з технічного переоснащення ВРП-35 кВ та ЗРП-10 кВ центральної районної підстанції Лиман, а саме заміну:

* + - 1. - опорних залізобетонних конструкцій під обладнанням 35 кВ;
      2. - роз’єднувачів РНДЗ-35кВ з приводами в кількості 5 шт.,

- масляного вимикача С-35 кВ;

- пристроїв для компенсації реактивної потужності КУН 1-ої та 2-ої секції;

- шин та спусків з ізоляторами ВРП-35 кВ;

- контуру заземлення ВРП-35 кВ;

- силових та контрольних кабелів обладнання 35 кВ;

- масляних вимикачів 10 кВ у кількості 28 шт.;

- трансформаторів струму 10 кВ у кількості 56 шт.;

- силових та контрольних кабелів;

- прив’язка параметрів високовольтного обладнання до існуючих кіл вторинної.

**ПС-35 РП-1 станції Волноваха**

Реконструкція РП-1 із заміною дерев'яних лінейних порталів на металеві, із заміною роз'днувачів та ошиновки ВРУ -35 кВ,із заміною морально зостарілого обладнання ЗРУ-6 /0,4кВ на сучасне, із встановленням акумуляторнної батареї.

Підстанція РП-1 35/6кВ живить лінію «Волноваха - Кільце» - споживачів І та ІІ категорій надійності, в тому числі Центральну районну лікарню, Волноваський лікувально – профілактичний заклад ( в минулому «Вузлова лікарня Волноваха», локомотивне депо Волноваха, 70 % ліній Волноваського РЕМ. Підстанція знаходиться в експлуатації з 1939 року.

Устаткування ВРП-35 кВ ПС підстанції РП-1-35 станції Волноваха морально застаріле, внаслідок тривалого терміну експлуатації відпрацювали встановлений ресурс та потребують заміни.

Об’єм робіт: заміна шин та ошиновки 35 кВ; заміна роз'єднувачів 35 кВ та підтримуючих конструкцій; заміна шинних порталів 35 кВ та конструкцій; заміна підвісної ізоляції; заміна морально зостарілого обладнання ЗРУ-6 /0,4кВ на сучасне; встановлення акумуляторнної батареї.

В наслідок проведення аналізу електричних навантажень в ремонтному або аварійному режимі виявлено необхідність заміни силового трансформатору на більш потужний.

**ПС-35 Покровськ тягова**

У зв’язку із заміную схеми зовнішнього електропостачання під час проведення АТО та ООС існуючий силовий трансформатор здійснює живлення ліній електропередачі на ділянці Дубове-Легендарна-Покровськ-Курахове-Красноагорівка, що призвело до завантаження силового трансформатора понад 90 % потужності, та негативно впливає на експлуатаційну надійність живлення споживачів на зазначеній дільниці. Також негативно впливає на можливість постачання електроенергії споживачам у період проведення ремонтних робот. До того ж обладнання підстанції має понаднормативний термін еексплуатації.

**ПС-35 Фенольна тягова**

Реконструкція ЗРП-10кВ з заміною масляних вимикачів:

* заміна масляних вимикачів, монтаж комірок РП-10 кВ з вакуумними вимикачами типу VL-12P (або аналог). Вимикачі мають частковий знос шарнірних з’єднань, ізоляція не відповідає нормам, масляні вимикачі вичерпали встановлений ресурс.

Заміна щита керування тягової підстанції, заміна РЗА 35/10 та схем управління силового обладнання.

На теперішній час по тяговій підстанції потребує реконструкції РЗА 35,10 кВ з заміною обладнання на більш сучасне, в зв’язку з не завжди можливим коригуванням параметрів реле старого покоління та надійне з’єднання зі схемами керування. Панелі щита керування вичерпали свій ресурс, ремонт застарілого обладнання ускладнюється відсутністю запасних частин та комплектуючих, що унеможливлює роботу з профілактичного відновлення обладнання. Необхідно виконати заміну щита керування:

* заміна панелей управління,обліку, захисту, власних потреб;
* стійки ТК-ТС, стійка БФАМ-70;
* реконструкцію РЗА-35,10 кВ та схем управління силового обладнання;

**ПС-35 Слов’янськ тягова**

В наслідок проведення аналізу електричних навантажень в ремонтному або аварійному режимі виявлено необхідність заміни силових трансформаторів №3,4 на більш потужний.

**ПЛ-35 ЕЧЕ Слов’янськ – РЕМС**

Пропонується виконати роботи з реконструкції двохцепної повітряної лінії 35 кВ ПЛ-35 «Слов’янськ тягова- Слов’янськ районна» (назва об’єкта «ПЛ-35 кВ ЕЧЕ Слов’янськ-РЕМС» (інв.№ 7510300000523) живлення тягової підстанції Слов’янськ, що введена в експлуатацію в 1958 році. Лінія відпрацювала свій нормативний ресурс. Опори мають руйнування фундаменту, тріщини у накладках, болтах, косинках, зварних швах, закльопках, поверхневу корозію до 20%., ізолятори мають сколи, мають місця пошкодження проводу до 50%, пошкодження тросу грозозахисту до 70%, термін експлуатації понад 50 років. Стан лінії не відповідає технічним вимогам, що підтверджується дефектним актом.

Також лінія зазнала пошкоджень в результаті обстрілів під час проведення АТО в 2014 році. Вихід з ладу ПЛ-35 кВ призведе до знеструмлення тягової підстанції Слов’янськ, що в свою чергу вплине на порушення нормальної схеми електропостачання споживачів 1 категорії (тяга поїздів, СЦБ), підстанцій вузла Слов’янськ, нетягових споживачів. Ремонт лінії ускладняється забороною підійматися на опори, через їх незадовільний технічний стан. Такий технічний стан обладнання на сьогоднішній день призвів до того, що знижена надійність електропостачання тягової підстанції Слов’янськ та споживачів в цілому.

Виконання реконструкції «ПЛ-35 кВ ЕЧЕ Слов’янськ-РЕМС» підвищить надійність електропостачання тягової підстанції Слов’янськ, безперебійне живлення споживачів всіх категорій.

Проектом передбачити наступні роботи:

* демонтаж металевих опор 35 кВ в кількості 7 шт;
* встановлення нових залізобетонних в кількості 7 шт;
* демонтаж пошкодженого проводу АС-95, підтримуючих конструкцій;
* монтаж проводу АС-120, підтримуючих конструкцій;
* демонтаж ізоляторів ПФ-70, ЛКЦ ;
* монтаж полімерних ізоляторів;
* демонтаж тросу грозозахисту;
* монтаж нового тросу грозозахисту;
* облаштування (монтаж) пристроїв заземлення залізобетонних опор.

# 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.

Табл. 23. 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** | | | | **461321** | | |  | |  | |  | |  | |  | | **47682** | | **63239** | | **85500** | | **114200** | | **150700** | |
| **2.1.** | **Підстанції рівня напруги 110 (154, 220) кВ, усього** | **шт** | **-** | **410166** | | | **–** | | **–** | | **–** | | **–** | | **–** | | **36827** | | **63239** | | **78500** | | **114200** | | **117400** | |
| 2.1.1. | ПС-110 Cіверськ тягова (РЗА,щитовая) | *шт* | *1* | *9761* | | | *так* | | *2 кв. 2018 р.* | | *3 кв. 2018 р.* | | *1 кв. 2020 р.* | | *4 кв. 2020 р.* | | *9761* | | *0* | | *0* | | *0* | | *0* | |
| 2.1.2. | ПС-110 Шевченко тягова | *шт* | *1* | *22100* | | | *так* | | *2 кв. 2019 р.* | | *4 кв. 2019 р.* | | *1 кв. 2021 р.* | | *4 кв. 2022 р.* | | *0* | | *5000* | | *17100* | | *0* | | *0* | |
| 2.1.3. | ПС-110 Курдюмівка тягова | *шт* | *1* | *21047* | | | *так* | | *2 кв. 2018 р.* | | *3 кв. 2018 р.* | | *1 кв. 2020 р.* | | *4 кв. 2020 р.* | | *21047* | | *0* | | *0* | | *0* | | *0* | |
| 2.1.4. | ПС-110 Зелений Клин тягова (АБ) | *шт* | *1* | *1111* | | | *так* | | *2 кв. 2018 р.* | | *3 кв. 2018 р.* | | *1 кв. 2020 р.* | | *4 кв. 2020 р.* | | *1111* | | *0* | | *0* | | *0* | | *0* | |
| ПС-110 Зелений Клин тягова (ВРП-110кВ) | *шт* | *1* | *22600* | | | *ні* | | *2 кв. 2023 р.* | | *3 кв. 2023 р.* | | *1 кв. 2024 р.* | | *4 кв. 2024 р.* | | *0* | | *0* | | *0* | | *0* | | *22600* | |
| 2.1.5. | ПС-110 Зовна тягова | *шт* | *1* | *23800* | | | *ні* | | *1 кв. 2021 р.* | | *4 кв. 2021 р.* | | *1 кв. 2022 р.* | | *4 кв. 2023 р.* | | *0* | | *0* | | *0* | | *20400* | | *3400* | |
| 2.1.6. | ПС-110 Ямпіль тягова | *шт* | *1* | *23800* | | | *ні* | | *1 кв. 2022 р.* | | *4 кв. 2022 р.* | | *1 кв. 2023 р.* | | *4 кв. 2024 р.* | | *0* | | *0* | | *0* | | *20400* | | *3400* | |
| 2.1.7. | ПС-110 Сартана тягова | *шт* | *1* | *5337* | | | *так* | | *1 кв. 2019 р.* | | *4 кв. 2019 р.* | | *1 кв. 2020 р.* | | *4 кв. 2021 р.* | | *3537* | | *1800* | | *0* | | *0* | | *0* | |
| 2.1.8 | ПС-110 Кальчик тягова | *шт* | *1* | *3000* | | | *так* | | *1 кв. 2019 р.* | | *4 кв. 2019 р.* | | *1 кв. 2021 р.* | | *4 кв. 2022 р.* | | *0* | | *3000* | | *0* | | *0* | | *0* | |
| 2.1.9 | ПС-110Карань тягова | *шт* | *1* | *7000* | | | *так* | | *1 кв. 2019 р.* | | *4 кв. 2019 р.* | | *1 кв. 2021 р.* | | *4 кв. 2021 р.* | | *0* | | *7000* | | *0* | | *0* | | *0* | |
| 2.1.10 | ПС-110Волноваха тягова | *шт* | *1* | *1400* | | | *ні* | | *1 кв. 2022 р.* | | *4 кв. 2022 р.* | | *1 кв. 2023 р.* | | *4 кв. 2023 р.* | | *0* | | *0* | | *0* | | *1400* | | *0* | |
| 2.1.11 | ПС-110 Південнодонбаська тягова | *шт* | *1* | *1400* | | | *ні* | | *1 кв. 2021 р.* | | *4 кв. 2021 р.* | | *1 кв. 2022 р.* | | *4 кв. 2022 р.* | | *0* | | *0* | | *1400* | | *0* | | *0* | |
| 2.1.12 | ПС-110 Удачна тягова | *шт* | *1* | *25000* | | | *так* | | *1 кв. 2019 р.* | | *4 кв. 2019 р.* | | *1 кв. 2021 р.* | | *4 кв. 2022 р.* | | *0* | | *17000* | | *8000* | | *0* | | *0* | |
| 2.1.13 | ПС-110 Очеретине тягова | *шт* | *1* | *19939* | | | *так* | | *1 кв. 2018 р.* | | *4 кв. 2018 р.* | | *1 кв. 2021 р.* | | *4 кв. 2022 р.* | | *0* | | *11939* | | *8000* | | *0* | | *0* | |
| 2.1.14 | ПС-110 Авдіївка тягова | *шт* | *1* | *16000* | | | *ні* | | *1 кв. 2023 р.* | | *4 кв. 2023 р.* | | *1 кв. 2024 р.* | | *4 кв. 2024 р.* | | *0* | | *0* | | *0* | | *0* | | *16000* | |
| 2.1.15 | ПС-110 Демуріне тягова | *шт* | *1* | *6000* | | | *ні* | | *1 кв. 2022 р.* | | *4 кв. 2022 р.* | | *1 кв. 2023 р.* | | *4 кв. 2023 р.* | | *0* | | *0* | | *0* | | *6000* | | *0* | |
| 2.1.16 | ПС-110 Межова тягова (АБ) | *шт* | *1* | *1371* | | | *так* | | *1 кв. 2018 р.* | | *4 кв. 2018 р.* | | *1 кв. 2020 р.* | | *4 кв. 2020 р.* | | *1371* | | *0* | | *0* | | *0* | | *0* | |
| ПС-110 Межова тягова (ВРП-110 кВ, РП-10кВ) | *шт* | *1* | *28000* | | | *ні* | | *1 кв. 2023 р.* | | *4 кв. 2023 р.* | | *1 кв. 2024 р.* | | *4 кв. 2024 р.* | | *0* | | *0* | | *0* | | *0* | | *28000* | |
| *2.1.17* | ПС-110 Дубове тягова | *шт* | *1* | *22000* | | | *ні* | | *1 кв. 2021 р.* | | *4 кв. 2021 р.* | | *1 кв. 2023 р.* | | *4 кв. 2023 р.* | | *0* | | *0* | | *0* | | *22000* | | *0* | |
| *2.1.18* | ПС-110 Гаврилівка тягова | *шт* | *1* | *22000* | | | *ні* | | *1 кв. 2021 р.* | | *4 кв. 2021 р.* | | *1 кв. 2022 р.* | | *4 кв. 2022 р.* | | *0* | | *0* | | *22000* | | *0* | | *0* | |
| *2.1.19* | ПС-110 Язикове тягова (ВРП-35кВ) | *шт* | *1* | *17500* | | | *Так* | | *1 кв. 2019 р.* | | *4 кв. 2019 р.* | | *1 кв. 2021 р.* | | *4 кв. 2021 р.* | | *0* | | *17500* | | *0* | | *0* | | *0* | |
| ПС-110 Язикове тягова (ВРП-110кВ, щитова) | *шт* | *1* | *22000* | | | *ні* | | *1 кв. 2020 р.* | | *4 кв. 2020 р.* | | *1 кв. 2022 р.* | | *4 кв. 2022 р.* | | *0* | | *0* | | *22000* | | *0* | | *0* | |
| *2.1.20* | ПС-110 Барвінкове тягова | *шт* | *1* | *22000* | | | *ні* | | *1 кв. 2023 р.* | | *4 кв. 2023 р.* | | *1 кв. 2024 р.* | | *4 кв. 2024 р.* | | *0* | | *0* | | *0* | | *0* | | *22000* | |
| *2.1.21* | ПС-110 Бантишеве тягова | *шт* | *1* | *22000* | | | *ні* | | *1 кв. 2023 р.* | | *4 кв. 2023 р.* | | *1 кв. 2024 р.* | | *4 кв. 2024 р.* | | *0* | | *0* | | *0* | | *0* | | *22000* | |
| *2.1.22* | ПС-110 Дружківка тягова | *шт* | *1* | *22000* | | | *ні* | | *1 кв. 2022 р.* | | *4 кв. 2022 р.* | | *1 кв. 2023 р.* | | *4 кв. 2023 р.* | | *0* | | *0* | | *0* | | *22000* | | *0* | |
| *2.1.23* | ПС-110 Костянтинівка тягова | *шт* | *1* | *22000* | | | *ні* | | *1 кв. 2022 р.* | | *4 кв. 2022 р.* | | *1 кв. 2023 р.* | | *4 кв. 2023 р.* | | *0* | | *0* | | *0* | | *22000* | | *0* | |
| **2.2.** | **Підстанції рівня напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього** | **Шт** | **-** | **42855** | | | **–** | | **–** | | **–** | | **–** | | **–** | | **9555** | | **0** | | **0** | | **0** | | **33300** | |
| 2.2.1. | ПС-35 ЦРП Лиман | *шт* | *1* | *9555* | | | *так* | | *2 кв. 2018 р.* | | *3 кв. 2018 р.* | | *1 кв. 2020 р.* | | *4 кв. 2020 р.* | | *9555* | | *0* | | *0* | | *0* | | *0* | |
| 2.2.2 | ПС-35 РП-1 станції Волноваха | *шт* | *1* | *14800* | | | *ні* | | *1 кв. 2023 р.* | | *4 кв. 2023 р.* | | *1 кв. 2024 р.* | | *4 кв. 2024 р.* | | *0* | | *0* | | *0* | | *0* | | *14800* | |
| 2.2.3 | ПС-35 Покровськ тягова | *шт* | *1* | *4000* | | | *ні* | | *1 кв. 2023 р.* | | *4 кв. 2023 р.* | | *1 кв. 2024 р.* | | *4 кв. 2024 р.* | | *0* | | *0* | | *0* | | *0* | | *4000* | |
| 2.2.4. | ПС-35 Фенольна тягова | *шт* | *1* | *4500* | | | *ні* | | *1 кв. 2023 р.* | | *4 кв. 2023 р.* | | *1 кв. 2024 р.* | | *4 кв. 2024 р.* | | *0* | | *0* | | *0* | | *0* | | *4500* | |
| 2.2.5. | ПС-35 Слов’янськ тягова | *шт* | *1* | *10000* | | | *ні* | | *1 кв. 2023 р.* | | *4 кв. 2023 р.* | | *1 кв. 2024 р.* | | *4 кв. 2024 р.* | | *0* | | *0* | | *0* | | *0* | | *10000* | |
| **2.3.** | **Лінії електропередачі рівня напруги 110 (154, 220) кВ, усього** | **0** | **0** | **0** | | | **–** | | **–** | | **–** | | **–** | | **–** | | **0** | | **0** | | **0** | | **0** | | **0** | |
| **2.4.** | **Лінії електропередачі рівня напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього** | **0** | **-** | **8300** | | | **–** | | **–** | | **–** | | **–** | | **–** | | **1300** | | **0** | | **7000** | | **0** | | **0** | |
|  | ПЛ-35 «ЕЧЕ Слов’янськ – РЕМС» | км | 6,2 | 8300 | | | так | | *1 кв. 2019 р.* | | *4 кв. 2020 р.* | | *1 кв. 2020 р.* | | *4 кв. 2022 р.* | | 1300 | | 0 | | 7000 | | 0 | | 0 | |
| **3.** | **Нове будівництво об'єктів системи розподілу рівня напруги 10 (6); 0,4 кВ** | | | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | | **0** | | **0** | | **0** | | **0** | | **0** | |
| **4.** | **Реконструкція, технічне переоснащення об'єктів системи розподілу рівня напруги 10 (6); 0,4 кВ** | | | | | **18417** | | **–** | | **–** | | **–** | | **–** | | **–** | | **917** | | **3000** | | **4000** | | **5000** | | **5500** | |
| 4.1. | ТП | | | | 14417 | | | – | | – | | – | | – | | – | | 917 | | 3000 | | 3000 | | 3500 | | 4000 | |
| 4.2. | ЛЕП | | | | 4000 | | | – | | – | | – | | – | | – | | – | | – | | 1000 | | 1500 | | 1500 | |
| **5** | **Заходи зі зниження нетехнічних витрат електричної енергії** | **30738** | **30738** | **12800** | | | **–** | | **–** | | **–** | | **–** | | **–** | | **600** | | **2700** | | **3000** | | **3000** | | **3500** | |
| **6** | **Впровадження та розвиток автоматизованих систем диспетчерсько–технологічного керування (АСДТК)** | ***8*** | ***8*** | **-** | | | **–** | | **–** | | **–** | | **–** | | **–** | | **-** | | **-** | | **-** | | **-** | | **-** | |
| **7** | **Впровадження та розвиток інформаційних технологій** | ***46*** | ***46*** | **6200** | | | **–** | | **–** | | **–** | | **–** | | **–** | | **1200** | | **1200** | | **1200** | | **1300** | | **1300** | |
| **8** | **Впровадження та розвиток систем зв'язку** | ***3*** | ***3*** | **-** | | | **–** | | **–** | | **–** | | **–** | | **–** | | **-** | | **-** | | **-** | | **-** | | **-** | |
| **9** | **Модернізація та закупівля колісної техніки** | ***8*** | ***8*** | **45730** | | | **–** | | **–** | | **–** | | **–** | | **–** | | **5572** | | **6965** | | **8706** | | **10883** | | **13604** | |
| **10** | **Інше** | ***12*** | ***12*** | **23595** | | | **–** | | **–** | | **–** | | **–** | | **–** | | **2875** | | **3594** | | **4492** | | **5615** | | **7019** | |
|  | **Усього** |  |  | **568063** | | |  | |  | |  | |  | |  | | **58846** | | **80698** | | **106898** | | **139998** | | **181623** | |

Табл. 24. 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** |  |  |  |  |  |  |  |
| **1.1.** | **Підстанції рівня напруги 110 (154, 220) кВ, усього** |  |  |  |  |  |  |  |
| **1.2.** | **Підстанції рівня напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього** |  |  |  |  |  |  |  |
| **1.3.** | **Лінії електропередачі рівня напруги 110 кВ, усього** |  |  |  |  |  |  |  |
| **1.4.** | **Лінії електропередачі рівня напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього** |  |  |  |  |  |  |  |
| **2.** | **Реконструкція, технічне переоснащення об'єктів системи розподілу** |  |  |  |  |  |  |  |
| **2.1.** | **Підстанції рівня напруги 110 (154, 220) кВ, усього** |  |  |  |  |  |  |  |
| 2.1.1. | ПС-110 Cіверськ тягова (РЗА,щитовая) |  | *Амортизація* | *1;2* | *Технічний стан обладнання не відповідає вимогам нормативних документів* | *Заміна РЗА, щитової* |  |  |
| 2.1.2. | ПС-110 Шевченко тягова |  | *Амортизація* | *1;2* | *Технічний стан обладнання не відповідає вимогам нормативних документів* | *Замін аопорних конструкцій, порталів, розєднувачів 110кВ – 10шт, вимикача 110кВ – 1 шт, ТТ,ТН-110кВ* |  |  |
| 2.1.3. | ПС-110 Курдюмівка тягова |  | *Амортизація* | *1;2* | *Технічний стан обладнання не відповідає вимогам нормативних документів* | *Замін аопорних конструкцій, порталів, розєднувачів 110кВ – 8 шт, вимикача 110кВ – 3 шт, ТТ,ТН-110кВ, вимикачів 10кВ – 19 шт. ТТ-10кВ* |  |  |
| 2.1.4. | ПС-110 Зелений Клин тягова (АБ) |  | *Амортизація* | *1;2* | *Технічний стан обладнання не відповідає вимогам нормативних документів* | *Заміна акумуляторної батареї* |  |  |
| ПС-110 Зелений Клин тягова (ВРП-110кВ) |  | *Амортизація* | *1;2* | *Технічний стан обладнання не відповідає вимогам нормативних документів* | *Замін аопорних конструкцій, порталів, розєднувачів 110кВ, вимикача 110кВ – 1 шт, ТТ,ТН-110кВ* |  |  |
| 2.1.5. | ПС-110 Зовна тягова |  | *Амортизація* | *1;2* | *Технічний стан обладнання не відповідає вимогам нормативних документів* | *Замін аопорних конструкцій, порталів, розєднувачів 110кВ, вимикача 110кВ, ТТ,ТН-110кВ, вимикачів 10кВ. ТТ-10кВ* |  |  |
| 2.1.6. | ПС-110 Ямпіль тягова |  | *Амортизація* | *1;2* | *Технічний стан обладнання не відповідає вимогам нормативних документів* | *Замін аопорних конструкцій, порталів, розєднувачів 110кВ, вимикача 110кВ, ТТ,ТН-110кВ, вимикачів 10кВ. ТТ-10кВ* |  |  |
| 2.1.7. | ПС-110 Сартана тягова |  | *Амортизація* | *1;2* | *Технічний стан обладнання не відповідає вимогам нормативних документів* | *Заміна акумуляторної батареї, високовольтних вводів СТ* |  |  |
| 2.1.8 | ПС-110 Кальчик тягова |  | *Амортизація* | *1;2* | *Технічний стан обладнання не відповідає вимогам нормативних документів* | *Заміна відокремлювачів та короткозамикачів* |  |  |
| 2.1.9 | ПС-110Карань тягова |  | *Амортизація* | *1;2* | *Технічний стан обладнання не відповідає вимогам нормативних документів* | *Заміна вимикачів 110кВ* |  |  |
| 2.1.10 | ПС-110Волноваха тягова |  | *Амортизація* | *1;2* | *Технічний стан обладнання не відповідає вимогам нормативних документів* | *Заміна акумуляторної батареї* |  |  |
| 2.1.11 | ПС-110 Південнодонбаська тягова |  | *Амортизація* | *1;2* | *Технічний стан обладнання не відповідає вимогам нормативних документів* | *Заміна акумуляторної батареї* |  |  |
| 2.1.12 | ПС-110 Удачна тягова |  | *Амортизація* | *1;2* | *Технічний стан обладнання не відповідає вимогам нормативних документів* | *Заміна високовольтних вводів, вимикачів 110кВ – 3шт, заміна РЗА, роз’єднувачів 110 кВ – 8шт, вимикачів 10кВ – 12шт.* |  |  |
| 2.1.13 | ПС-110 Очеретине тягова |  | *Амортизація* | *1;2* | *Технічний стан обладнання не відповідає вимогам нормативних документів* | *Заміна високовольтних вводів, вимикачів 110кВ – 4шт, заміна РЗА, роз’єднувачів 110 кВ – 9шт, вимикачів 10кВ – 14шт.* |  |  |
| 2.1.14 | ПС-110 Авдіївка тягова |  | *Амортизація* | *1;2* | *Технічний стан обладнання не відповідає вимогам нормативних документів* | *Заміна комірок 10кВ – 23шт, вимикачів – 10кВ – 17шт* |  |  |
| 2.1.15 | ПС-110 Демуріне тягова |  | *Амортизація* | *1;2* | *Технічний стан обладнання не відповідає вимогам нормативних документів* | *Заміна вимикачів 110кВ – 3шт, роз’єднувачів 110 – 9шт., РЗА* |  |  |
| 2.1.16 | ПС-110 Межова тягова (АБ) |  | *Амортизація* | *1;2* | *Технічний стан обладнання не відповідає вимогам нормативних документів* | *Заміна акумуляторної батареї* |  |  |
| ПС-110 Межова тягова (ВРП-110 кВ, РП-10кВ) |  | *Амортизація* | *1;2* | *Технічний стан обладнання не відповідає вимогам нормативних документів* | *Заміна високовольтних вводів – 15шт, вимикачів 110кВ – 7шт, РЗА-110кВ, роз’єднувачів 110кВ – 24шт, вимикачів 10кВ – 12од., РЗА-10кВ* |  |  |
| *2.1.17* | ПС-110 Дубове тягова |  | *Амортизація* | *1;2* | *Технічний стан обладнання не відповідає вимогам нормативних документів* | *Заміна опорних залізобетонних конструкцій, кабельних каналів, вимикачів 110кВ – 3шт, роз’єднувачів 110кВ – 10шт., ТН-110, вимикачів 10кВ – 10шт, маслонаповнених вводів, РЗА-110,10* |  |  |
| *2.1.18* | ПС-110 Гаврилівка тягова |  | *Амортизація* | *1;2* | *Технічний стан обладнання не відповідає вимогам нормативних документів* | *Заміна опорних залізобетонних конструкцій, кабельних каналів, вимикачів 110кВ – 2шт, роз’єднувачів 110кВ – 8шт., ТН-110, маслонаповнених вводів, РЗА-110,10кВ* |  |  |
| *2.1.19* | ПС-110 Язикове тягова (ВРП-35кВ) |  | *Амортизація* | *1;2* | *Технічний стан обладнання не відповідає вимогам нормативних документів* | *Заміна вимикачів 35кВ – 5шт, роз’єднувачів 35кВ – 11шт, ТН, ТС-35кВ* |  |  |
| ПС-110 Язикове тягова (ВРП-110кВ, щитова) |  | *Амортизація* | *1;2* | *Технічний стан обладнання не відповідає вимогам нормативних документів* | *Заміна порталів, залізобетонних конструкцій, кабельних каналів, вимикачів 110кВ – 3шт, роз’єднувачів 110кВ – 18шт, щита керування РЗА-110,35,10* |  |  |
| *2.1.20* | ПС-110 Барвінкове тягова |  | *Амортизація* | *1;2* | *Технічний стан обладнання не відповідає вимогам нормативних документів* | *Заміна опорних залізобетонних конструкцій, кабельних каналів, вимикачів 110кВ – 2шт, роз’єднувачів 110кВ – 7шт., ТН-110, маслонаповнених вводів, РЗА-110,10кВ, вимикачів 10кВ 12шт, щита керування, РЗА-110,10кВ* |  |  |
| *2.1.21* | ПС-110 Бантишеве тягова |  | *Амортизація* | *1;2* | *Технічний стан обладнання не відповідає вимогам нормативних документів* | *Заміна опорних залізобетонних конструкцій, кабельних каналів, вимикачів 110кВ – 2шт, роз’єднувачів 110кВ – 9шт., ТН-110, маслонаповнених вводів, РЗА-110,10кВ, вимикачів 10кВ 11шт, щита керування, РЗА-110,10кВ* |  |  |
| *2.1.22* | ПС-110 Дружківка тягова |  | *Амортизація* | *1;2* | *Технічний стан обладнання не відповідає вимогам нормативних документів* | *Заміна опорних залізобетонних конструкцій, кабельних каналів, вимикачів 110кВ – 3шт, роз’єднувачів 110кВ – 22шт., ТН-110, маслонаповнених вводів, РЗА-110,10кВ, вимикачів 10кВ 20шт, щита керування, РЗА-110,10кВ* |  |  |
| *2.1.23* | ПС-110 Костянтинівка тягова |  | *Амортизація* | *1;2* | *Технічний стан обладнання не відповідає вимогам нормативних документів* | *Заміна опорних залізобетонних конструкцій, кабельних каналів, вимикачів 110кВ – 3шт, роз’єднувачів 110кВ – 6шт., ТН-110, маслонаповнених вводів, РЗА-110,10кВ, вимикачів 10кВ 12шт, щита керування, РЗА-110,10кВ* |  |  |
| **2.2.** | **Підстанції рівня напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього** |  |  |  |  |  |  |  |
| 2.2.1. | ПС-35 ЦРП Лиман |  | *Амортизація* | *1;2* | *Технічний стан обладнання не відповідає вимогам нормативних документів* | *Заміна вимикачів 35кВ – 5шт, залізобетоних конструкцій, шин та спсків, вимикачів 10кВ – 28шт, ТТ-10кВ* |  |  |
| 2.2.2 | ПС-35 РП-1 станції Волноваха |  | *Амортизація* | *1;2* | *Технічний стан обладнання не відповідає вимогам нормативних документів* | *Заміна порталі, ошиновки, роз’єднувачів, силового трансформатора* |  |  |
| 2.2.3 | ПС-35 Покровськ тягова |  | *Амортизація* | *1;2* | *Технічний стан обладнання не відповідає вимогам нормативних документів* | *Заміна акумуляторної батареї, силового трансформатора* |  |  |
| 2.2.4. | ПС-35 Фенольна тягова |  | *Амортизація* | *1;2* | *Технічний стан обладнання не відповідає вимогам нормативних документів* | *Заміна вимикачів 10кВ 4шт, щита керування, РЗА* |  |  |
| 2.2.5. | ПС-35 Слов’янськ тягова |  | *Амортизація* | *1;2* | *Технічний стан обладнання не відповідає вимогам нормативних документів* | *Заміна силового трансформатора* |  |  |
| **2.3.** | **Лінії електропередачі рівня напруги 110 (154, 220) кВ, усього** |  |  |  |  |  |  |  |
| **2.4.** | **Лінії електропередачі рівня напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього** |  |  |  |  |  |  |  |
|  | ПЛ-35 «ЕЧЕ Слов’янськ – РЕМС» |  | *Амортизація* | *1;2* | *Технічний стан обладнання не відповідає вимогам нормативних документів* | *Заміна металевих опор, проводу АС-95 на провід АС-120, грозозахисного тросу С-35* |  |  |
| **3.** | **Нове будівництво об'єктів системи розподілу рівня напруги 10 (6); 0,4 кВ** |  |  |  |  |  |  |  |
| **4.** | **Реконструкція, технічне переоснащення об'єктів системи розподілу рівня напруги 10 (6); 0,4 кВ** |  |  |  |  |  |  |  |
|  | ТП (РП) |  | *Амортизація* | *1;2* | *Технічний стан* |  |  |  |
|  | ЛЕП |  | *Амортизація* | *1;2* | *Технічний стан* |  |  |  |
| **5** | **Заходи зі зниження нетехнічних витрат електричної енергії** |  | *Амортизація* | *1;2* | *Технічний стан* |  |  |  |
| **6** | **Впровадження та розвиток автоматизованих систем диспетчерсько–технологічного керування (АСДТК)** |  | *Амортизація* | **-** |  |  |  |  |
| **7** | **Впровадження та розвиток інформаційних технологій** |  | *Амортизація* | **-** | *Технічний стан* |  |  |  |
| **8** | **Впровадження та розвиток систем зв'язку** |  | *Амортизація* | **-** |  |  |  |  |
| **9** | **Модернізація та закупівля колісної техніки** |  | *Амортизація* | **-** | *Технічний стан* |  |  |  |
| **10** | **Інше** |  | *Амортизація* | **-** | *Технічний стан* |  |  |  |
|  | **Усього** |  |  | ***-*** |  |  |  |  |

# 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 цього, 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.

При формуванні Плану розвитку оператора системи розподілу філії «Донецька залізниця» на 2020 – 2024 роки враховувались всі реалії життя, які передували теперішній ситуації стану мереж.

Кошти в сумі **568,063** млн. грн. без ПДВ, що необхідні для здійснення заходів даного Плану розвитку покриваються за рахунок наступних джерел фінансування (**Табл. 2**):

Табл. 25. План інвестицій за джерелами фінансування (необхідний рівень)

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ з/п** | **Статті джерел фінансування (тис. грн без ПДВ)** | **2020** | **2021** | **2022** | **2023** | **2024** |
| **1** | **Власні кошти:** | **588846** | **80698** | **106898** | **139998** | **181623** |
| 1.1 | амортизаційні відрахування | 58846 | 80698 | 106898 | 139998 | 181623 |
| 1.2 | прибуток на виробничі інвестиції |  |  |  |  |  |
| 1.3 | за перетоки реактивної е/е |  |  |  |  |  |
| 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** | **588846** | **80698** | **106898** | **139998** | **181623** |

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 ПрАТ "Рівнеобленерго" на 2020 - 2024 роки враховуючи вище приведені грошові затрати у вигляді джерел фінансування.

***Розрахунок економічної ефективності (вигод)***

від впровадження заходів Плану розвитку оператора системи розподілу

на 2020-2024 роки

Даним розділом визначається загальноекономічна ефективність від реалізації/впровадження інвестицій передбачених Планом розвитку заходів у цілому для Компанії за сумарними витратами і результатами згідно ГКД 340.000.001-95 та ГКД 340.000.002-97.

Так як впровадження інвестиційної програми виконується на протязі року і поточні показники постійні на протязі всього розрахункового періоду, то основним крітеріальним показником вважаємо інтегральний ефект **Пдс**, рентабельність інвестицій **Rі**  і термін окупності **Ток** (п. 2.14 ГКД 340.000.002-97).

1. Критерієм загальної ефективності реалізації заходів Плану розвитку є позитивне значення **Пдс** (інтегральний ефект):

Згідно формули:

Пдс = (Прт + Арт) / Е – К

де Прт – прогнозований чистий прибуток;

Арт –амортизаційні відрахування на реновацію;

Е – процента ставка Національного банку України, Е=0,18;

К – капітальні вкладення, які заплановані в 2020-2024 роках;

Прт дорівнює балансовому прибутку з відрахуванням податку на прибуток та оплати процентів за кредит.

Прт = Пбт – Нпт – Варт.

Прогнозований чистий прибуток на 2020-2024 роки

Прт = 1352000,00 тис. грн.

Прогнозовані амортизаційні відрахування на реновацію на 2020-2024 роки

Арт = 135600,00 тис. грн.

Капітальні вкладення, які заплановані в 2020-2024 роках

К = 568063 тис. грн.

Розраховуємо показник ефективності капіталовкладень (інтегральний ефект)

Пдс = (1352000,00+135600,00)/0,18 – 568063 = 7696381

За результатом розрахунку отримуємо позитивне значення Пдс.

1. Рентабельність інвестицій **Rі** (проста норма прибутку):

Рентабельність інвестицій повинен бути Ri > Е

Ri - являє собою відношення прибутку (без відрахування амортизації і з добавленням ліквідної або залишкової вартості) до капітальних вкладень:

Rі = (Прт + Арт + Лт) /К

Розраховуємо рентабельність інвестицій

Rі = (1352000,00+135600,00+1460700,00)/568063 = 5,19

Rі = 5,19 > Е = 0,18

1. Термін окупності **Ток** дорівнює оберненій величині рентабельності інвестицій **Rі,** при цьому **Ток = Тп,** де **Тп** – період повернення капіталу

Ток **=** 1**/**Rі = 1/5,19 = 0,19

Для статистичних задач розрахунковий період дорівнює

Тр = 1/Е = 1/0,18 = 5,56

Критерій ефективності повинен бути Ток < Тр,

Згідно отриманих результатів розрахунків Ток = 0,19 < Тр = 5,56

В результаті проведених розрахунків отримуємо позитивний інтегральний ефект та виконання критеріїв рентабельності інвестицій і терміну окупності, що свідчить про ефективність реалізації Плану розвитку системи розподілу РФ «Донецька залізниця» на період 2020 – 2024 рр.

# Висновки

Регіональна філія «Донецька залізниця» АТ «Укрзалізниця» енергетична компанія України, що спеціалізується на передачі та постачанні електричної енергії на території Донецької, Луганської та частково Харьківській, Дніпровській та Запорізькій областях .

На сьогоднішній день до складу філії входять 5 структурних підрозділів: Лиманська, Волноваська, Попаснянська, Покровська, Слов’янська дистанції електропостачаня.

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.

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.

Згідно аналізу технічного стану розподільчих мереж потребує реконструкції наступне обладнання:

* вимикачі, що відпрацювали більше 60 років:
* масляні вимикачі 110 кВ – 15 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 5 шт.;
* масляні вимикачі 10(6) кВ – 87 шт.;
* масляні вимикачі, що відпрацювали більше 40 років:
* - ВД/КЗ-110 кВ – 2 шт.;
* масляні вимикачі 110 кВ – 15 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 4 шт.;
* масляні вимикачі 10(6) кВ – 111 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 30 до 39 років:
* масляні вимикачі 110 кВ – 16 шт.;
* вимикачі навантаження 10(6) кВ – 14 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали більше 25 років:
* масляні вимикачі 110 кВ – 3 шт.;

Також , в зв'язку з перевантаженням в аварійних режимах потребують заміни наступні трансформатори:

* трансформатори, що відпрацювали більше 25 років:
* трансформатори 35 кВ – 5 шт.;

Стосовно розподільчих мереж 0,4-10 кВ в незадовільному або непридатному для експлуатації стані знаходяться:

* 151,76 км ПЛ 6-10 кВ;
* 72,44 км ПЛ 0,4 кВ;

Автопарк регіональної філії налічує 129 одиниці колісної техніки, 25 одиниць з якої підлягає списанню.

Капіталовкладення необхідні для реалізації реконструкції та нового будівництва становлять:

* **загалом капіталовкладення в мережі 35-110 кВ за період 2020-2024 років – 461,321 млн.грн**
* 2020 рік – 47,682 млн.грн.;
* 2021 рік – 63,239 млн.грн.;
* 2022 рік – 85,5 млн.грн.;
* 2023 рік – 114,2 млн.грн.;
* 2024 рік – 150,7 млн.грн.;
* **загалом капіталовкладення в мережі 0,4-10 кВ за період 2020-2024 років – 18,417 млн.грн.;**
* 2020 рік – 0,917 млн.грн.;
* 2021 рік – 3 млн.грн.;
* 2022 рік – 4 млн.грн.;
* 2023 рік – 5 млн.грн.;
* 2024 рік – 5,5 млн.грн.;
* **необхідні капіталовкладення для транспортної техніки – 45,73 млн.грн..**

Виконання програми перспективного розвитку 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.