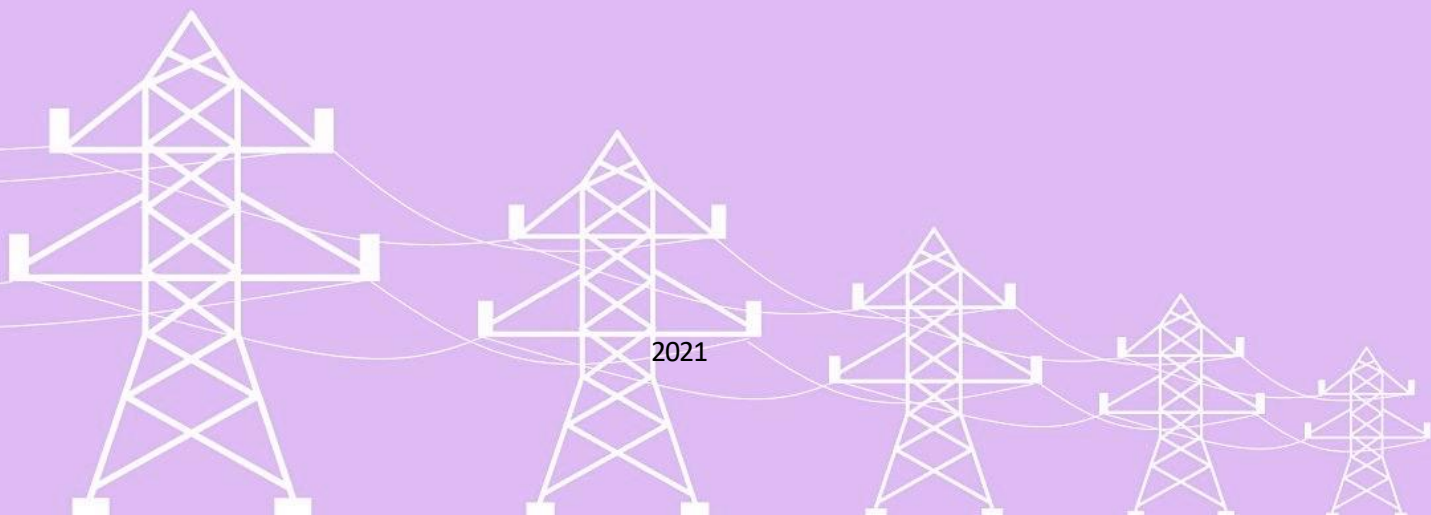




УКРЕНЕРГО

Схвалено Постановою НКРЕКП
№57 від 20.01.2020

План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки



ЗМІСТ

Розділ 1 ВСТУП.....	5
1.1 Основні положення.....	6
1.2 Порядок підготовки Плану розвитку	11
Розділ 2 Безпека постачання електричної енергії	13
2.1 Ризики порушення безпеки постачання електричної енергії. Заходи оператора системи передачі, спрямовані на забезпечення безпеки постачання електричної енергії.....	14
Розділ 3 Методи та засоби планування розвитку системи передачі.....	23
3.1 Нормативні документи	24
3.2 Мережевий аналіз	27
Розділ 4 Система передачі, як складова ОЕС України	30
4.1 Склад і характеристика системи передачі	31
4.2 Аналіз роботи ОЕС України за останні 3-5 років та опис поточної ситуації.....	35
4.3 Технічний стан та обґрунтування необхідності реконструкції основного обладнання системи передачі	39
4.3 Основні напрямки перетоків в системі передачі	50
4.4 Міждержавні перетини й перетоки.....	53
Розділ 5 Розвиток системи передачі	55
5.1 Аналіз виконання попереднього Плану	56
5.2 Загальний опис структурних «вузьких місць».....	59
5.3 Основні об'єкти будівництва / реконструкції	64
5.4 Інформація про інвестиції в об'єкти системи передачі, із зазначенням прогнозних інвестицій, що мають бути здійснені протягом наступних десяти років, строків реалізації та джерел фінансування ..	330
5.5 Розвиток мереж систем розподілу для підвищення надійності роботи системи передачі	372
5.6 Принципи проведення аналізу затрат і вигод проєктів.....	383
5.7 Аналіз ризиків при неповній реалізації запланованих рішень з розвитку системи передачі	386
Розділ 6 Система передачі майбутнього	394
6.1 Інтеграція ОЕС України з мережею континентальної Європи (ENTSO-E).....	395
6.2 Європейський вектор розвитку системи передачі	405
6.3 Перспективні напрямки розвитку системи передачі	411

Позначки та скорочення

- АБ** - акумуляторна батарея
- АВР** - автоматичне введення резерву
- АЕС** - атомна електростанція
- АЛАР** - автоматика ліквідації асинхронного режиму
- АОЗН** - автоматика обмеження зниження напруги
- АРК** - Автономна Республіка Крим
- АРС ОЛ** - автоматики розвантаження станції від відключення лінії
- АСОЕ** - автоматизована система обліку електроенергії
- АСКТП** - автоматизована система керування технологічними процесами
- АТ** - автотрансформатор
- БіоЕС** - електростанції на біопаливі
- БРП** - будівля релейних панелей
- ВДЕ** - відновлювальні джерела енергії
- ВЕС** - вітрова електростанція
- ВОЛЗ** - волоконно-оптична лінія зв'язку
- ВРП** - відкритий розподільчий пристрій
- ВЧ** - висока частота
- ГА** - гідроагрегат
- ГАЕС** - гідроакumuлююча електростанція
- ГЕС** - гідроелектростанція
- ГЩУ** - головний щит управління
- ДнГАЕС** Дністровська ГАЕС
- ДТЕЦ** - Дарницька теплоелектроцентраль
- ЄБРР** - Європейський банк реконструкції та розвитку
- ЄІБ** - Європейський інвестиційний банк
- ЄЕС** - Єдина енергетична система
- ЄС** - Європейське Співтовариство
- ЕАЕС** - електроакumuлююча електрична станція
- ЕНП** - електрична станція з негарантованою потужністю
- ЕС** - електроенергетична система
- ЗАЕС** Запорізька атомна електростанція
- ЗВТ** - засоби вимірювальної техніки
- ЗДТУ** - засоби диспетчерського та технологічного управління
- ЗПУ** - загальностанційний пункт управління
- ЗТР** - ПАТ «Запоріжтрансформатор» (Запорізький трансформаторний завод)
- КЗ** - коротке замикання
- КРУ** - комплектна розподільна розподільча установка
- КРУЗ** - комплектна розподільча установка закритого типу
- КРПЕ** - комплектний розподільчий пристрій елегазовий
- КСП** - Кодекс системи передачі
- КТП** - комплектна трансформаторна підстанція
- ЛЕП** - лінія електропередачі
- МБРР** - Міжнародний банк реконструкції та розвитку
- НДЦ** - Національний диспетчерський центр
- НЕС** - Нова Енергетична стратегія України до 2035 року: безпека, енергоефективність,

	конкурентоспроможність
НКРЕКП	- Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, Регулятор
НПСВ	- Національний план скорочення викидів
НТП ЕС	- СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014. Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище
ОЕС	- Об'єднана енергетична система
ОСР	- оператор системи розподілу
ОСП	- оператор системи передачі
ПКД	- проектно-кошторисна документація
ПА	- протиаварійна автоматика
ПЗ	- програмне забезпечення
ПЛ	- повітряна лінія
ППЕ-2	Другий проєкт з передачі електроенергії
ПС	- підстанція
ПУЕ	- правила улаштування електроустановок
РАЕС	- Рівненська атомна електростанція
РДЦ	- регіональний диспетчерський центр
РП	- розподільчий пристрій
РПН	- пристрій регулювання трансформатора під навантаженням
РЗА	- релейний захист та автоматика
РФ	- Російська Федерація
СДА	- струмо-ділильна автоматика
СЕС	- сонячна електростанція
СРПЧ	- система регулювання та підтримки частоти
ТЕО	- техніко-економічне обґрунтування
ТЕС	- теплова електрична станція
ТЕЦ	- теплоелектроцентраль
ТВП	- трансформатор власних потреб
ТН	- трансформатор напруги
ТНКТ	- тимчасово неконтрольовані території України
ТП	- трансформаторна підстанція
ТПР	- трансформатор з поперечним регулюванням напруги
ТС	- трансформатор струму
ФРН	- Федеративна Республіка Німеччина
ХАЕС	- Хмельницька атомна електростанція
ХАРГ	- хроматографічний аналіз розчинених в маслі газів
ЧАЕС	- Чорнобильська атомна електростанція
ЩПС	- щит постійного струму
ЩВП	- щит власних потреб
ЮУАЕС	- Южно-Українська атомна електростанція
ENTSO-E	- Європейська мережа системних операторів з передачі електроенергії
ESS	- Energy Storage Systems (системи зберігання енергії)
FACTS	- Flexible alternating current transmission systems (гнучкі системи передачі змінного струму)
IFC	- Міжнародна фінансова корпорація
KfW	- Kreditanstalt für Wiederaufbau (німецький державний банк розвитку KfW)



Розділ 1 ВСТУП

1.1 Основні положення. Законодавче підґрунтя

1.2 Порядок підготовки Плану розвитку



1.1 Основні положення. Законодавче підґрунтя

Метою Плану розвитку є забезпечення прозорості відносно реконструкції та будівництва об'єктів системи передачі, формування цілісного й актуального уявлення про розвиток Об'єднаної енергетичної системи України в цілому, пошук та залучення нових інвестицій до сфери електроенергетики для досягнення цілей енергетичної політики України, таких як енергоефективність, безпека електропостачання, розвиток ВДЕ та захист навколишнього середовища.

План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки (План розвитку) розроблено Національною енергетичною компанією «Укренерго» (виконує функції оператора системи передачі, згідно Закону України «Про ринок електричної енергії» № 2019-VIII від 13.04.2017) з метою реалізації положень даного Закону України, зокрема статті 37, а також вимог розділу II, Кодексу системи передачі (затверджений НКРЕКП постановою № 309 від 14.03.2018).

Цей План розвитку є документом середньо- та довгострокового планування, перспективного розвитку системи передачі і відповідає потребам національної економіки, суспільства, суб'єктів електроенергетичної галузі та споживачів електричної енергії. План розвитку являє собою комплексний актуалізований базисний документ щодо розвитку системи передачі.

Реалізація Плану розвитку сприяє вирішенню одразу кількох важливих задач – насамперед, забезпечення та підвищення безпеки постачання, забезпечення відповідності системи передачі потребі ринку електричної енергії, а також інтеграції ВДЕ в ОЕС України, впровадження яких дозволить забезпечити зниження залежності від імпорту викопних видів палива, зменшення викидів парникових газів, стимулювання зростання економіки, створення нових робочих місць та залучення інвестицій в електроенергетику країни. В той же час, реалізація заходів щодо розбудови системи передачі дозволить зняти мережеві обмеження на видачу потужності АЕС та ТЕС.

Основні вимоги для розвитку та надійної роботи системи передачі, викладені в Плані розвитку, базуються на аналізі цільового сценарію майбутнього розвитку електроенергетики країни, що наведено в документі Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей, який розробляється ОСП на виконання вимог статті 19 Закону України «Про ринок електричної енергії». Оператор системи передачі використовує цей сценарій в якості основи для планування інвестицій у розвиток системи передачі з метою приєднання до ОЕС України генеруючих потужностей та прогнозу попиту на електричну енергію. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей затверджений постановою НКРЕКП №605 від 13.03.2020.

У Плані розвитку проводиться порівняння вимог до системи передачі, що визначені, зокрема КСП, ПУЕ та Нормами технологічного проєктування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище, на десятирічну перспективу з можливостями системи на сьогоднішній день, з метою визначення «вузьких місць» та подальшого розвитку й підвищення надійності роботи ОЕС України в цілому. Це робиться для того, щоб усі зацікавлені сторони мали можливість побачити тенденції розвитку мережі та напрямок спрямування майбутніх інвестицій, необхідних для подальшого розвитку ОЕС України.



Основні положення. Законодавче підґрунтя

ОЕС України створена таким чином, щоб мати можливість якісно і надійно транспортувати електричну енергію з областей концентрації генерації (електричних станцій) до всіх областей, де ця електроенергія споживається. З поступовою трансформацією економіки країни, і, як наслідок, структури споживання електроенергії, із зростанням частки ВДЕ змінюється і географія генерації електроенергії, яка стає більш розподіленою. Водночас, спостерігаються зміни в енергетичному середовищі, завдяки впровадженню політики енергоефективного низьковуглецевого розвитку.

Таким чином, План розвитку враховує особливості майбутнього розвитку ОЕС України та містить ряд заходів з підготовки до вирішення проблем безпеки постачання електричної енергії на середньострокову та довгострокову перспективу.

Відповідно до статті 37 Закону України «Про ринок електричної енергії», та Кодексу системи передачі, План розвитку системи передачі на наступні 10 років має містити, зокрема:

1. Опис методології розробки Плану із зазначенням методів та засобів, які були використані при проведенні відповідних досліджень та моделювань.
2. Аналіз роботи ОЕС України за останні 3-5 років та опис поточної ситуації.
3. Аналіз виконання попереднього Плану.
4. Аналіз отриманих результатів досліджень та моделювання, у тому числі виявлених «вузьких місць» та обмежень пропускної спроможності системи передачі, та формування вимог щодо цільових показників роботи системи передачі.
5. Перелік необхідних заходів з розвитку системи передачі на наступні 10 років, спрямованих на забезпечення ефективного функціонування системи передачі, з обґрунтуванням необхідності та/або доцільності їх реалізації та визначенням пріоритетності їх реалізації.
6. Аналіз ризиків при неповній реалізації запланованих рішень з розвитку системи передачі, можливих форс-мажорних обставин тощо.
7. Перелік основних об'єктів системи передачі, будівництво або реконструкція яких є доцільними протягом наступних 10 років;
8. Інформацію щодо об'єктів системи передачі, які мають бути збудовані та/або реконструйовані протягом наступних 10 років, строки їх будівництва та/або реконструкції, джерела фінансування.
9. Інформацію про інвестиції в об'єкти системи передачі, щодо яких уже прийняті рішення та які перебувають на стадії реалізації, із зазначенням прогностичних інвестицій, що мають бути здійснені протягом наступних 3 років. План розвитку системи передачі на наступні 10 років розробляється на основі Звіту з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей, а також з урахуванням планів розвитку суміжних систем передачі, систем розподілу електричної енергії.

Відповідно статті 19 Закону України «Про ринок електричної енергії» та Кодексу системи передачі, Оператор системи передачі щороку розробляє звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей для покриття прогнозованого попиту на електричну енергію та забезпечення необхідного резерву (Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей) з урахуванням вимог безпеки постачання. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей затверджено Постановою НКРЕКП від 13.03.2020 № 605 «Про затвердження Звіту з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей» та оприлюднено на офіційному веб-сайті оператора системи передачі за посиланням: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2020/03/Zvit-z-otsinky-dostatnosti-generuyuchykh-potuzhnostej-2019.pdf>



Основні положення. Законодавче підґрунтя

Порядок підготовки, зміст та методологія підготовки Звіту з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей визначаються кодексом системи передачі.

Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей охоплює сценарну оцінку прогнозних балансів потужності та електроенергії ОЕС України на короткострокову, середньострокову та довгострокову перспективу з урахуванням, зокрема, структурних, економічних, ринкових, екологічних умов, заходів з управління попитом та енергоефективності, з дотриманням стандартів операційної безпеки.

Такий звіт включає:

- 1) опис сценаріїв розвитку;
- 2) методологію моделювання попиту/ пропозиції на електричну енергію та роботи ОЕС України;
- 3) аналіз основних тенденцій розвитку генеруючих потужностей та навантаження;
- 4) оцінку ризиків ОЕС України у разі настання критичних умов з використанням відповідних критеріїв оцінки;
- 5) результати розрахунків режимів роботи ОЕС України за найгіршими сценаріями та заходи із запобігання дефіциту генеруючої та передавальної потужності.

Опис сценаріїв розвитку.

Основні вимоги для розвитку та надійної роботи системи передачі базуються на аналізі сценаріїв майбутнього розвитку ОЕС України. Сценарії обумовлені багатолітнім досвідом прогнозування розвитку ОЕС України та знанням роботи енергетичних галузей.

Зокрема Звітом з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей сформовано 3 сценарії розвитку споживання/генерації та розроблено цільовий сценарій.

Дані сценарії передбачають найбільш імовірні варіанти розвитку енергосистеми, які можуть відбутися внаслідок змін в економічній ситуації країни.

Оператор системи передачі використовує ці вірогідні сценарії в якості основи для планування інвестицій у розвиток системи передачі.

Аналіз сценарних припущень свідчить, що функціонування усіх складових частин електроенергетичної галузі України, в цілому, забезпечує поточні суспільні потреби країни в електричній енергії, а також здійснення її експорту та імпорту.

Проте в роботі ОЕС існує цілий ряд ризиків і негативних тенденцій, які перешкоджають здійсненню функцій виробництва і транспортування електричної енергії з прийнятними рівнями надійності та ефективності, з дотриманням сучасних вимог щодо енергозбереження, охорони навколишнього середовища та техногенної безпеки.

Водночас, відповідно до статті 20 Закону України «Про ринок електричної енергії», центральний орган виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, спільно з Регулятором, оператором системи передачі та іншими відповідними установами, здійснює моніторинг безпеки постачання електричної енергії в Україні.

Такий моніторинг має охоплювати:

- 1) баланс попиту та пропозиції на ринку електричної енергії;
- 2) рівень очікуваного попиту на електричну енергію та передбачених додаткових генеруючих потужностей, запланованих або що будуються;
- 3) якість та рівень технічного обслуговування електричних мереж;



Основні положення. Законодавче підґрунтя

4) заходи щодо покриття максимального навантаження та недопущення дефіциту генеруючих потужностей.

Узагальнений алгоритм реалізації положень статей 19, 20 та 37 Закону України «Про ринок електричної енергії» щодо прогнозування та планування розвитку ОЕС України наведено на рис. 1.2.

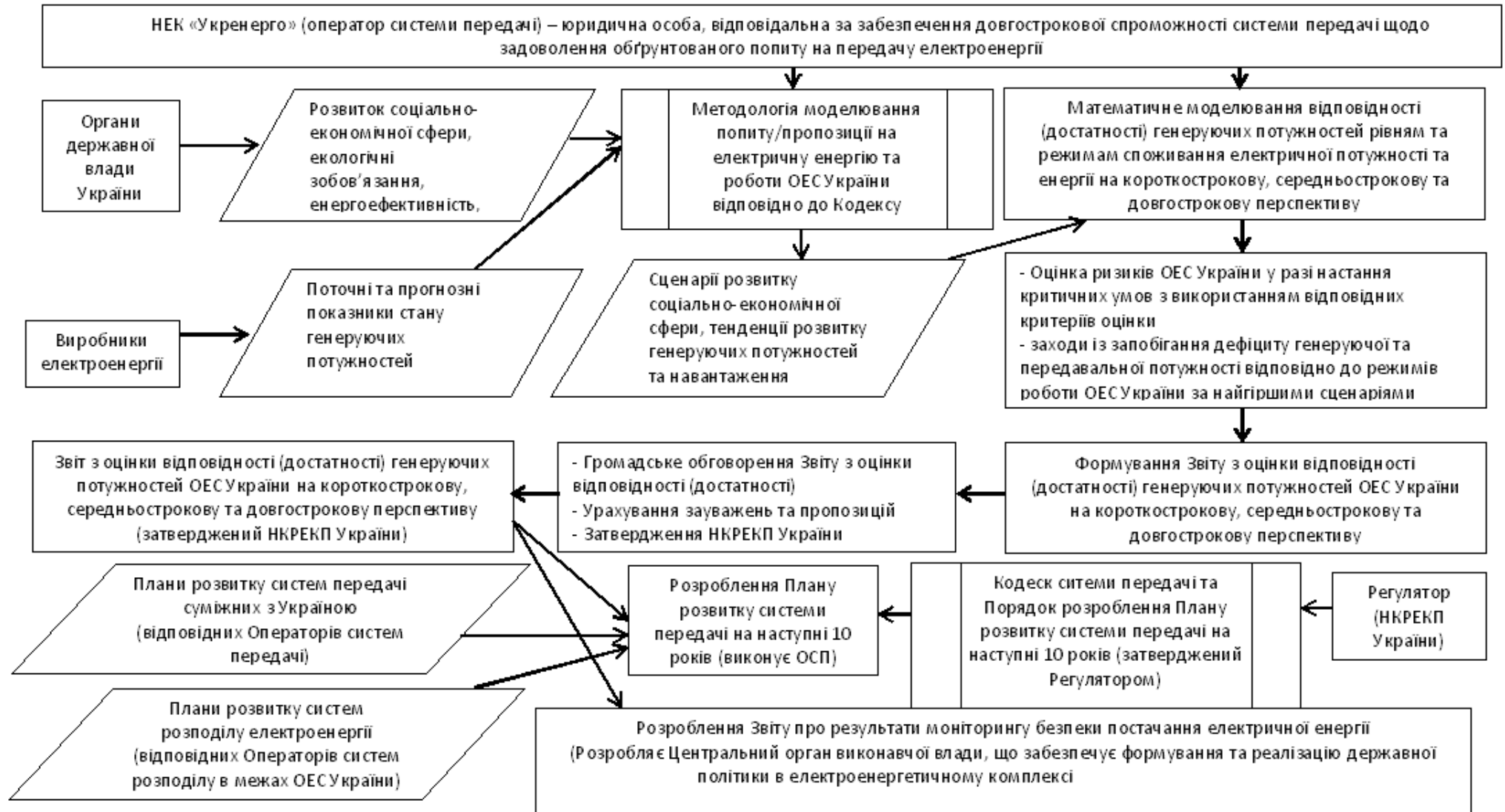


Рис. 1.2. Узагальнений алгоритм реалізації положень статей 19, 20 та 37 Закону України «Про ринок електричної енергії» в плані забезпечення розвитку ОЕС України



1.2 Порядок підготовки Плану розвитку

План розвитку затверджується/схвалюється НКРЕКП України з урахуванням зауважень та рекомендацій, отриманих у ході обговорень та консультацій із заінтересованими учасниками ринку, а також існуючими та потенційними користувачами системи передачі

Порядок підготовки Плану розвитку складається з наступних етапів (рис.1.3):

- 1) Збір вихідних даних;
- 2) Аналіз звіту з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей;
- 3) Розробка проєкту Плану розвитку;
- 4) Проведення громадських обговорень та консультацій;
- 5) Підготовка фінальної редакції та публікація проєкту Плану розвитку;
- 6) Подання ОСП проєкту Плану на затвердження/схвалення Регулятору до 01 травня року, що передує року початку планового періоду;
- 7) У разі отримання зауважень та пропозицій від Регулятора ОСП коригування проєкту Плану та повторне його надання на затвердження/схвалення у встановлені Регулятором терміни;
- 8) Затвердження/схвалення
- 9) Плану Регулятором та його оприлюднення ОСП на власному веб-сайті в мережі Інтернет.



Рисунок 1.3. Порядок підготовки Плану розвитку

Для недискримінаційного і вільного доступу для всіх учасників ринку, а також існуючих та потенційних користувачів системи передачі, забезпечено вільний доступ до проєкту Плану розвитку (<https://ua.energy/majbutnye-ukrenergo/plan-rozvytku-oes-ukrayiny/>)

Водночас, для проєктів розвитку загальнонаціонального значення розроблено постійну веб-сторінку з їх описом, основними характеристиками та ходом виконання (<https://ua.energy/diyalnist/projects/vlasni-proekty-ukrenergo/>)

Проєкти на зазначеній сторінці компанії, також наведені в Плані розвитку.

Перелік основних документів, які використовуються при формуванні Плану розвитку системи передачі, наведено на рис.1.4.



Порядок підготовки Плану розвитку



Рис 1.4. Основні документи, що використовуються при формуванні плану розвитку системи передачі



Розділ 2 Безпека постачання електричної енергії

- 2.1 Ризики порушення безпеки постачання електричної енергії. Заходи оператора системи передачі, спрямовані на забезпечення безпеки постачання електричної енергії**
- 2.2 Прогноз попиту на електроенергію та розвитку генеруючих потужностей**



2.1 Ризики порушення безпеки постачання електричної енергії. Заходи оператора системи передачі, спрямовані на забезпечення безпеки постачання електричної енергії

Планування розвитку системи передачі здійснювалось на основі цільового сценарію розвитку генеруючих потужностей ОЕС України, який був сформований шляхом аналізу результатів багатоваріантних розрахунків з розвитку генерації при різних припущеннях щодо майбутніх умов розвитку економіки та енергетики країни та наведений в документі «Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей» знаходиться на офіційному сайті оператора системи передачі за посиланням: <https://ua.energy/majbutnye-ukrenergo/plan-rozvytku-oes-ukrayiny/zvit-z-otsinky-vidpovidnosti-dostatnosti-generuyuchykh-potuzhnostej/#1568731736463-837e7364-7b4c>

Цей сценарій передбачає збереження орієнтації на такі напрямки розвитку традиційної енергетики:

- збереження на існуючому рівні потужності АЕС;
- підтримку встановленої потужності ТЕС на необхідному для виконання вимог достатності рівні — не менш 13,5 ГВт, при забезпеченні доступної робочої потужності — на рівні 12 ГВт в період до 2030 року. При цьому збереження в резерві газомазутних енергоблоків 800 МВт недоцільно, як з економічної точки зору (через значні поточні витрати на підтримку в резерві та періодичні перевірки працездатності), так і через складні і тривалі умови їх запуску (зокрема, для забезпечення власними потребами при запуску такого блоку необхідно, щоб в роботі знаходилося щонайменше два–три пилувугільних блока 300 МВт на ТЕС, де вони розміщені). Зважаючи на те, що газомазутні блоки одиничною потужністю 300 МВт (2 одиниці) є більш маневровими, їх необхідно залишати у резерві.
- розвиток ЕНП за рахунок використання квот, що розподіляються на аукціонах, не перевищує мінімально-необхідних для забезпечення вимог НЕС щодо виробництва електричної енергії з використанням ВДЕ;
- введення засобів балансування у обсягах 20 % від встановленої потужності ЕНП в період до 2027 року на електричних станціях які будуються в межах аукціонних квот, через необхідність 100 % оплати небалансів, а в подальшій перспективі такі заходи, як передбачається цим сценарієм будуть впроваджуватись і на інших ЕНП, побудованих за правилами зростання відповідальності за оплату небалансів, передбачених Законом;
- загальносистемні заходи з підвищення маневрової можливості ОЕС України реалізуються у максимально короткі терміни часу і передбачають впровадження 2 ГВт високоманеврових потужностей зі швидким стартом та до 2 ГВт потужностей СРПЧ;
- розвиток гідроенергетики передбачається за близьким до оптимістичного сценарію — реалізація проєктів з розвитку ГЕС та ГАЕС згідно з узгодженими з ОСП планами розвитку, але з урахуванням необхідності розбудови системи передачі терміни впровадження потужностей ГЕС/ГАЕС передбачаються в більш пізні строки.



Ризики порушення безпеки постачання електричної енергії

Реалізація цільового сценарію ОСП передбачає:

- забезпечення до 2030 року постійно доступної робочої потужності ТЕС на рівні не менше 12 ГВт за рахунок їх реконструкції та впровадження заходів по забезпеченню зниження викидів забруднювачів в атмосферу до нормативних значень. В якості додаткового резерву забезпечення потужності енергосистеми доцільно залишити в стані резерву газомазутні блоки одиничною потужністю 300 МВт (2 одиниці);
- для забезпечення інтеграції ВДЕ в прогнозних обсягах в максимально стислі строки впровадити не менш 2 ГВт високоманеврових потужностей, що здатні не менше чотирьох разів протягом доби забезпечити пуск та зупинення з діапазоном регулювання не менше 80 % від встановленої потужності та часом введення в дію (повної активації) з зупиненого стану не більше 15 хвилин від моменту отримання відповідної команди ОСП;
- прискорене впровадження систем акумулювання електричної енергії для підтримки та відновлення частоти загальною потужністю 2 ГВт з технічними характеристиками, що відповідають вимогам КСП до резерву відновлення частоти;
- за відсутності резервів первинного регулювання ввести додатково не менше 0,2 ГВт електричних систем акумулювання електричної енергії нормованого резерву підтримання частоти;
- підтримку потужності АЕС на існуючому рівні та початок реалізації заходів з підтримки розвитку атомної енергетики принаймні в масштабах, що забезпечать своєчасне заміщення новими блоками тим, які будуть виводитися з експлуатації;
- забезпечення реалізації планів щодо термінів вводу в експлуатацію генеруючих потужностей ГАЕС, при цьому, невиконання означених планів призведе до необхідності впровадження ЕАЕС для заміщення їх потужності;
- запобігання профіциту виробництва електричної енергії в ОЕС України в окремі періоди часу, до впровадження систем переносу потужності та СРПЧ в обсягах відповідно до цільового сценарію, можливе або за рахунок короточасних обмежень потужності ВДЕ, або тривалих (більше доби) обмежень потужності АЕС, тому що реалізація надлишків електричної енергії за рахунок експорту малоімовірна через те що коли вони виникають в ОЕС України, в суміжних електроенергетичних системах також відсутній на них попит.

Головними ризиками, що супроводжують реалізацію сформованого цільового сценарію ОСП щодо розвитку генерації та впровадження заходів з управління попитом є:

- затримка реалізації проєктів будівництва ГАЕС;
- невиконання НПСВ;
- виведення з роботи генеруючих потужностей на ТЕС, потреба в яких обумовлена вимогами забезпечення балансової надійності;
- неможливість захоронення відходів спалювання вугілля та відходів установок зниження викидів окислів сірки, що призведе до зупинки блоків на ТЕС;
- зростання попиту на електричну енергію значно вищим темпом ніж в цільовому сценарії ОСП;
- приріст потужності ВДЕ значно вищими темпами ніж в цільовому сценарії ОСП;



Ризики порушення безпеки постачання електричної енергії

- впровадження маневрових та регулюючих потужностей, а також заходів з управління попитом в обсягах та темпах нижчих за прийняті в цільовому сценарії ОСП;
- низькі або від'ємні темпи зростання попиту на електричну енергію, ніж це передбачено в цільовому сценарії ОСП, що призводить до збільшення обмежень виробітку на ВДЕ (або збільшення темпів та обсягів впровадження маневрових та регулюючих потужностей, а також заходів з управління попитом);
- невідповідність ремонтних кампаній АЕС потребам ОЕС України в базовій потужності — висока кількість ремонтів в періоди максимального попиту та мала кількість ремонтів, що зумовлює високу базову потужність в період повеней та в літній період;
- умови роботи ГАЕС не надають можливість забезпечувати роботу кількома циклами генерації та закачування протягом доби, як цього потребують режими роботи ОЕС України.

Поряд із цим, при швидких темпах нарощування потужностей генерації електроенергії з використанням енергії вітру та сонця – електростанції з малопрогнозованим стохастичним режимом роботи, для забезпечення вимог безпеки постачання без примусового обмеження виробництва ними електроенергії, буде необхідно обмежувати використання потужності АЕС. Тому у перспективі, при високій вірогідності швидкого зростання потужності ВЕС та СЕС, які поки що відстають від тих, що планувалися, цілком ймовірним може стати доцільність переходу до альтернативних сценаріїв розвитку генеруючих потужностей. Такий сценарій ґрунтується на можливості забезпечення інтеграції ВЕС та СЕС до складу ОЕС України без необхідності примусового обмеження потужностей АЕС, з виконанням вимог безпеки постачання, за допомогою впровадження швидкодіючих споживачів-регуляторів для керованого управління попитом, високоманеврових електростанцій на органічному паливі, систем акумулювання електроенергії, тощо.

Наразі функціонування усіх складових частин електроенергетичної галузі України свідчить, що ОЕС України, в цілому, забезпечує поточні суспільні потреби країни в електричній енергії, а також здійснення її експорту, імпорту та транзиту, проте в роботі ОЕС існує цілий ряд ризиків і негативних тенденцій, які перешкоджають здійсненню функцій виробництва і транспортування електричної енергії з прийнятними рівнями надійності та ефективності, з дотриманням сучасних вимог щодо енергозбереження, охорони навколишнього природного середовища та техногенної безпеки. До основних факторів, які негативно впливають на роботу ОЕС України, належать:

- комплекс проблем паливо- забезпечення та паливоспоживання ТЕС;
- фізичне зношення й моральне старіння більше, ніж 80% енергоблоків ТЕС і ТЕЦ;
- відпрацювання розрахункового технічного ресурсу більшістю ЛЕП і ПС напругою 220 кВ і вище;
- наближення до закінчення строку проєктної експлуатації енергоблоків АЕС;
- не завершеність, у відповідності з проєктами, схем видачі потужності окремих АЕС і передачі її до енергодефіцитних регіонів, особливо на південь та схід країни;
- неоптимальна структура генеруючих потужностей;
- дефіцит маневрових і регулюючих потужностей в енергосистемі, недостатня забезпеченість мобільним резервом, в контексті впровадження ВДЕ, що мають стохастичний режим роботи;
- недостатні рівні статичної і динамічної стійкості окремих вузлів енергосистеми.



Ризики порушення безпеки постачання електричної енергії

Заходи Плану розвитку, що стосуються системи передачі, розроблені на основі Звіту з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей і мають забезпечити мінімізацію або повне усунення зазначених негативних факторів в роботі ОЕС України, а також забезпечити її перспективний розвиток.

Ризики, пов'язані з підготовкою Плану розвитку, наведено в табл. 2.1.

Таблиця 2.1. Ризики, пов'язані з підготовкою Плану розвитку

№ п/п	Назва ризику	Опис	Причина	Наслідки	Стратегія реагування
1.	Затвердження Звіту з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей з порушенням встановлених КСП термінів	Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей не затверджено у встановлені терміни	Затримка затвердження Звіту з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей Регулятором	1. Підготовка Плану розвитку з запізненням.	Вчасне реагування та виправлення зауважень Регулятора до Звіту з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей
2.	Затвердження Плану розвитку з порушенням встановлених КСП термінів	План розвитку затверджено не у встановлені терміни	Затримка затвердження Плану розвитку Регулятором	1. Затвердження інвестиційної програми з запізненням. 2. Незабезпечення будівництва/реконструкції об'єктів системи передачі.	Вчасне реагування та виправлення зауважень Регулятора до Плану розвитку



2.2 Прогноз попиту на електроенергію та розвитку генеруючих потужностей

Прогноз обсягів виробництва електроенергії та структури генеруючих потужностей в період 2020 – 2029 років відповідно Звіту з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей

Сценарій розвитку попиту на електроенергію та необхідний для його покриття розвиток генеруючих потужностей передбачає наступне.

При оцінці попиту на електричну енергію у перспективі найближчих 10–15 років визначено, що найбільш вірогідно розвиток економіки та енергетики буде відбуватись згідно з сценарієм помірного зростання попиту. Виходячи з отриманих результатів аналізу сценаріїв розвитку попиту та пропозиції на 10-річну перспективу обсяг електроспоживання для забезпечення споживачів країни буде знаходитись в діапазоні:

Таблиця 2.2.

Показник	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Електроспоживання (брутто) (мінімальна оцінка), млрд.кВт.год	151	152	153	154	154,5	155	156	157	157,5
Електроспоживання (брутто) (максимальна оцінка) млрд.кВт.год	155	156	158	160	161,5	162,5	164	166	167,5

При розрахунках електричних режимів бралися показники приросту електроспоживання за максимальною оцінкою.

Вказаний прогноз відповідає розвитку попиту згідно розвитку економіки та енергетики з групи сценаріїв інерційного розвитку

економіки, які були розглянуті в Звіті з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей. При цьому, сумісний максимум навантаження ОЕС України в цей період може змінюватись в діапазоні від 23.5 ГВт до 27 ГВт, в залежності від необхідного рівня виробництва електроенергії обумовленого темпами розвитку економіки та зміною доходів домогосподарств, щільністю графіків електричних навантажень та погодних факторів, темпів децентралізації тепlopостачання на базі систем індивідуального електричного опалення та якості централізованого тепlopостачання, тощо. Темпи впровадження нових потужностей електростанцій з негарантованою потужністю були визначені згідно прогнозних обсягів виробництва електроенергії з використанням відновлювальних джерел виробництва електроенергії за Новою енергетичною стратегією України до 2035 року, скорегованих з урахуванням значного зростання інвестиційної привабливості СЕС відносно ВЕС в останні роки та наявних тенденцій розвитку електростанцій які використовують відновлювальні джерела енергії в Україні.

Розвиток традиційної генерації та впровадження заходів з підвищення маневрових можливостей ОЕС України у перспективі найближчих 10 років передбачає таке:

- збереження «надлишку» встановленої потужності на вугільних ТЕС з огляду на необхідність проведення робіт з реконструкції та екологізації встановлених на них енергоблоків, а також необхідність мати можливість за рахунок роботи ТЕС компенсації проблем, які можуть виникнути при неможливості подовження терміну роботи всіх існуючих енергоблоків АЕС на 20 років, зсувів термінів та/або відмову від реалізації проєктів збільшення потужності ГАЕС, швидкому нарощування потужностей генерації на базі альтернативних джерел енергії, тощо. Встановлена потужність



Прогноз попиту на електроенергію та розвитку генеруючих потужностей

вугільних енергоблоків передбачається на рівні близько 13,5 ГВт, при доступній — на рівні 12 ГВт в період до 2030 року. Є недоцільним збереження в резерві газомазутних енергоблоків 800 МВт, як з економічної точки зору (через значні поточні витрати на підтримку в резерві та періодичні перевірки працездатності), так і через складні і тривалі умови їх запуску, зокрема, для забезпечення власними потребами при запуску такого блоку необхідно, щоб в роботі знаходилося щонайменше два-три пилувугільних блока 300 МВт на цій ТЕС. Зважаючи на те, що газомазутні блоки одиначною потужністю 300 МВт (2 одиниці) є більш маневровими їх необхідно залишати у резерві;

- відносно помірні темпи нового будівництва електростанцій з негарантованою потужністю, що використовують ВДЕ, та реалізацію заходів щодо збільшення можливостей ОЕС України по їх інтеграції за рахунок впровадження систем підтримки частоти на базі акумуляування електроенергії загальною потужністю близько 200 МВт на рівні 2022 року;
- збільшення потужності ГЕС за рахунок реконструкції діючих електростанцій (Канівської, Кременчуцької, Дніпровської, Середньодніпровської ГЕС) – загалом 112 МВт.
- введення в роботу 4-го гідроагрегату на Дністровський ГАЕС (заходи щодо розвитку системи передачі описані в Розділі 5.3 даного Плану розвитку, зокрема пункт 5.3.1.24, 5.3.1.42 та 5.3.1.44)
- Будівництво Канівської ГАЕС із введенням в роботу двох гідроагрегатів з лініями видачі потужності:
 - будівництво транзиту повітряної лінії 330 кВ Побужжя - Тальне - Поляна з підстанцією 330 кВ «Тальне»;
 - заходи ПЛ 330 кВ Канівська ГЕС – Поляна на РП 330 кВ Канівської ГАЕС;
 - ПЛ 330 кВ Канівська ГАЕС – Білоцерківська;
 - ПЛ 330 кВ Канівська ГАЕС – Тальне.

(заходи щодо розвитку системи передачі описані в Розділі 5.3 даного Плану розвитку, зокрема пункт 5.3.1.5 та 5.3.1.6)

- передбачається подальше виконання робіт з подовження термінів експлуатації та підвищення безпеки роботи енергоблоків існуючих АЕС.

Системи зберігання енергії

Однією з вимог до інтеграції ОЕС України в ENTSO-E є забезпечення необхідного обсягу первинного частотного регулювання. Відповідно до попередніх оцінок НЕК «Укренерго» розмір цієї величини має становити 200 МВт. Для вирішення цієї задачі слугують системи зберігання енергії (Energy Storage Systems), що підходять для регулювання частоти завдяки їхньому швидкому часу відгуку ефективності циклів «зарядження-розрядження».

Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність» передбачає збільшення частки ВДЕ в структурі генерації до 25% у 2035 р. Оскільки «зелена» генерація є енергоджерелами негарантованої потужності, що потребує забезпечення високоманеврової резервної потужності з надійним і чітким графіком роботи, завданням НЕК «Укренерго» є організація швидкодійного мобільного резерву.



Прогноз попиту на електроенергію та розвитку генеруючих потужностей

Для підтримки курсу на декарбонізацію української енергетики необхідні швидкодіючі маневрові потужності в комплексі з Energy Storage Systems.

Системи зберігання енергії на основі акумуляторних батарей з кожним днем стрімко розвиваються, створюється мережа промислових накопичувачів електроенергії, основним призначенням якої є:

- первинне регулювання;
- вирівнювання частоти в електричній мережі;
- оптимальна інтеграція ВДЕ в енергетичну систему.

З метою початку впровадження Energy Storage Systems в Україні, в рамках допомоги, 31 січня 2019 р., Міністерство економіки та фінансів Франції надало грант для фінансування спільного проекту Укренерго та RTE International з реалізації першої в Україні системи Energy Storage. Його сума складає €560 тис. Зазначене україно-французьке співробітництво триває в межах підписаного в жовтні 2018 р. міжурядового Меморандуму про співпрацю з оператором системи передачі Франції RTE (Réseau de Transport d'Électricité) та його дочірньою компанією RTE International.

До кінця 2020 року передбачається завершення розробки техніко-економічного обґрунтування в рамках спільного проекту системного оператора та RTE International з реалізації першої в Україні системи Energy Storage, в рамках якого має бути уточнено попередню вартість будівництва, створено модель майбутньої системи зберігання, а також дорожню карту із переліком всіх необхідних заходів для втілення спільного проекту.

Рішення які передбачаються техніко-економічним обґрунтуванням: створити необхідний резерв первинного/вторинного регулювання у розмірі 200 МВт (можливість швидкого, протягом 15 хвилин використання 100% потужності батарей). Пропонується 4 варіанти реалізації проекту:

- централізована установка 200 МВт ESS на одну з підстанцій НЕК «Укренерго»;
- децентралізована установка 5 ESS до 40 МВт на підстанціях НЕК «Укренерго»;
- децентралізована установка 40 ESS потужністю до 5 МВт;

Фінансові затрати реалізації проекту на даному етапі оцінюються в близько 154 млн. євро.

Наприкінці жовтня 2019 року, НЕК «Укренерго» підписало Меморандум з ЄБРР щодо спільної реалізації проекту розбудови мережі накопичувачів енергії потужністю до 220 МВт та модернізації ПС 220 кВ «Азовська» (Донецька область). ЄБРР долучиться до розробки техніко-економічного обґрунтування проекту з будівництва накопичувачів та нормативної бази для забезпечення їх комерційної та прибуткової діяльності в Україні. Наступний крок – за підтримки ЄБРР підготувати та подати заявку для надання грантового фінансування ЄС для подальшої реалізації цього проекту.

Окрім того, з Міжнародною фінансовою корпорацією (IFC; належить до структури Світового банку) НЕК «Укренерго» уклало консультаційну угоду про технічну допомогу щодо розробки механізму аукціонів для залучення приватних інвесторів, бажаючих профінансувати розбудову системи накопичення електроенергії в Україні.

Цей проект буде реалізований в два етапи. Першочергово IFC надасть системному оператору допомогу у формуванні прозорої та надійної бізнес-моделі щодо залучення приватних інвестицій для будівництва енергетичних сховищ в країні. Також IFC долучиться до розробки регуляторних документів, імплементація яких гарантуватиме безпеку для капіталовкладень приватних інвесторів.



Прогноз попиту на електроенергію та розвитку генеруючих потужностей

На другому етапі разом з IFC буде розроблена проектна та тендерна документація для проведення відповідних аукціонів.

Згідно цільового сценарію розвитку загальносистемні заходи з підвищення маневрової можливості ОЕС України реалізуються у максимально короткі терміни часу і передбачають впровадження 2 ГВт високоманеврових потужностей зі швидким стартом та до 2 ГВт потужностей систем регулювання потужності та частоти.

ОСП опрацьовано потенційні регіони розміщення нових високоманеврових генеруючих потужностей та систем накопичення енергії, з точки зору оптимізації роботи ОЕС України.

Розміщення нових високоманеврових генеруючих потужностей потенційним інвесторам доцільно розглянути з приєднанням до наступної енергетичної інфраструктури:

- Криворізька ТЕС – 150 МВт;
- Кременчуцька ТЕЦ – 50 МВт;
- Придніпровська ТЕС – 100 МВт;
- Зміївська ТЕС – 150 МВт;
- Слов'янська ТЕС – 100 МВт;
- Ладижинська ТЕС (напруга 330 кВ) – 150 МВт;
- ПС 330 кВ «Лозова» - 100 МВт;
- ПС 330 кВ «Центральна» - 100 МВт;
- ПС 750 кВ «Північноукраїнська» - 150 МВт;
- ПС 330 кВ «Шостка» - 100 МВт;
- ПС 330 кВ «Степова» - 100 МВт;
- ПС 330 кВ «Павлоградська» - 100 МВт;
- ПС 330 кВ «ВДГМК» - 100 МВт;
- ПС 330 «Львів Південна» - 100 МВт (за умови введення в експлуатацію ПЛ 330 кВ Луцьк Північна – Тернопільська);
- ПС 220 кВ «Стрий» - 100 МВт;
- ЧАЕС - 100 МВт;
- Південно-Західна частина Одеської області (в районі міста Болград) – 50 МВт;
- Київський енерговузол – 200 МВт.

При цьому, мінімальна встановлена потужність об'єкту генерації повинна складати не менше 20 МВт, максимальна потужність не більше 250 МВт.

Розміщення нових потужностей систем регулювання потужності та частоти потенційним інвесторам доцільно розглянути з приєднанням до наступної енергетичної інфраструктури:

- ПС 750 кВ «Вінницька» – 200 МВт;
- ПС 330 кВ «Вінницька» – 100 МВт;
- ПС 330 кВ «Кам'янець-Подільська» - 50 МВт;
- ПС 330 кВ «Чернівецька» - 50 МВт;



Прогноз попиту на електроенергію та розвитку генеруючих потужностей

- ПС 330 кВ «Полтава» – 100 МВт;
- ПС 330 кВ «Миргород» – 100 МВт;
- ПС 330 кВ «Кременчук» – 100 МВт;
- ПС 330 кВ «Кварцит» – 100 МВт (за умови введення в експлуатацію АТ 3 750/330 кВ на ПС 750 кВ Дніпровська);
- ПС 330 кВ «Українка» – 100 МВт (за умови введення в експлуатацію АТ 3 750/330 кВ на ПС 750 кВ Дніпровська);
- ПС 330 кВ «Рудна» – 100 МВт(за умови введення в експлуатацію АТ 3 750/330 кВ на ПС 750 кВ Дніпровська);
- ПС 330 кВ «Першотравнева» – 100 МВт (за умови введення в експлуатацію АТ 3 750/330 кВ на ПС 750 кВ Дніпровська);
- ПС 330 кВ «Зоря» 100 МВт;
- ПС 330 кВ «Суми» 100 МВт;
- ПС 330 кВ «Суми Північна» 100 МВт;
- ПС 330 кВ «Лосєве» 150 МВт (після проведення реконструкції);
- ПС 330 кВ «Прометей» 100 МВт;
- ПС 330 кВ «Тальне» 100 МВт;
- ПС 330 кВ «Ніжинська» 100 МВт;
- ПС 330 кВ «Славутич» 150 МВт.

Однак, слід зауважити, що НЕК «Укренерго» не заперечує щодо будівництва нових систем накопичення енергії та високоманевреної генерації в інших точках ОЕС України, у разі дотримання меж операційної безпеки ОЕС України та на основі досліджень, які необхідно виконати при розробці ТЕО для кожного випадку окремо, виходячи з місця розташування в ОЕС України.



Розділ 3 Методи та засоби планування розвитку системи передачі

3.1 Нормативні документи

3.2 Мережевий аналіз



3.1 Нормативні документи

Нормативно-правова база для розробки Плану розвитку:

- Кодекс системи передачі;
- Кодекс систем розподілу;
- Правила улаштування електроустановок;
- вимоги Енергетичної стратегії України до 2035 року (в частині електроенергетики);
- акти Кабінету Міністрів України, Міністерства енергетики України, Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, інших міністерств і відомств, що регулюють відносини, які виникають при розробленні Плану розвитку та реалізації передбачених ним завдань і заходів, зокрема:
 - «Виконання схем перспективного розвитку ОЕС України, окремих енерговузлів та енергорайонів. Правила» (затверджені наказом Міненерговугілля від 13.11.2014 № 806);
 - Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014;
 - Стандарт операційної безпеки функціонування Об'єднаної енергетичної системи України. Побудова та експлуатація електричних мереж. Технічна політика. Частина 1. Технічна політика у сфері побудови та експлуатації магістральних і міждержавних електричних мереж (СОБУ МЕН ЕЕ 40.1-00100227-01:2016);
 - СОУ-Н МПЕ 40.1.20.563:2004 Ліквідація аварій та технологічних порушень режиму на енергопідприємствах і в енергооб'єднаннях. Запобігання технологічним порушенням у електричній частині енергопідприємств і енергооб'єднань і їх ліквідація. Інструкція;
 - ГҚД 34.20.507-2003. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила;
 - методичні рекомендації Міністерства економічного розвитку і торгівлі України з питань методологічного забезпечення складання середньо- та довгострокових стратегічних планів розвитку державних підприємств, державних акціонерних товариств та господарських структур;
 - ДСТУ ІЕС 60909 Національний стандарт України. Струми короткого замикання в трифазних системах змінного струму;
 - національний стандарт України ДСТУ EN 50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності» (EN 50160: 2010, IDT);
 - вимоги до надійного та безпечного функціонування енергетичної системи, установлені відповідно до законодавства України та чинних нормативних документів з цих питань;
 - Угода між НЕК «Укренерго» та системними операторами ENTSO – Е від 28.06.2017 «Про умови майбутнього об'єднання енергосистеми України з енергосистемою континентальною Європи», (Угода складається з трьох частин – каталогу вимог, переліку необхідних додаткових вимог і дорожньої карти);
 - Розпорядження КМ України від 27.12.2018р. № 1097-р «Про затвердження плану заходів щодо синхронізації об'єднаної енергосистеми України з об'єднанням енергетичних систем держав – ЄС»;
 - Наказ НЕК «Укренерго» від 12.06.2019 «Про впровадження Стратегії ДП «НЕК «Укренерго» на 2019-2028 роки»;



Нормативні документи

- СОУ НЕК 20.261:2019 Технічна політика ДП «НЕК «Укренерго» у сфері розвитку та експлуатації магістральних та міждержавних електричних мереж;
- Правила про безпеку постачання електричної енергії, затверджені наказом Міністерства енергетики України від 27.08.2018 № 448;
- Методика (порядку) формування плати за приєднання до системи передачі та системи розподілу (постанова НКРЕКП від 18.12.2018 № 1965).

Вказані нормативні документи переглядаються з визначеною періодичністю, щоб відповідати вимогам до надійності електропостачання споживачів нового типу, функціонування електроенергетичної галузі в ринкових умовах та впровадження новітніх досягнень науки і техніки в сфері електроенергетики тощо.

При формуванні даного Плану розвитку оператор системи передачі дотримувався вимог вищенаведених нормативних документів.

План розвитку розроблено з урахуванням аналізу документу «Коригування Схеми перспективного розвитку ОЕС України на період до 2010 року з перспективою до 2015 року» (затверджено протокольним рішенням Науково-технічної ради Міністерства енергетики України від 16.11.2015). Провівши аналіз документу «Коригування Схеми перспективного розвитку ОЕС України на період до 2010 року з перспективою до 2015 року», було зроблено висновок про доцільність впровадження заходів з розвитку системи передачі, запропонованих схемою розвитку, незважаючи на те, що схема розвитку розроблена ще у 2014 році.

Також рішення по розвитку системи передачі в даному Плані розвитку корелюються з розробленим НЕК «Укренерго» в 2017-2018 роках техніко-економічним обґрунтуванням «Дослідження для визначення заходів з забезпечення надійної роботи прикордонних мереж ОЕС України в режимі відокремленої роботи з енергосистемами Республіки Білорусь та Російської Федерації. Забезпечення надійного електропостачання споживачів Донецької та Луганської областей в режимі відокремленої роботи з енергосистемами Республіки Білорусь та Російської Федерації».

Інформація щодо роботи системи передачі за попередні роки взята з відповідних Річних звітів НЕК «Укренерго».

Також План розвитку розроблено з урахуванням схвалених НКРЕКП Планів розвитку ОСР на наступні 5 років в частині розвитку мереж ОСР 110/150 кВ. Водночас, згідно вимог КСП та КСР, ОСР до подачі ОСР на схвалення НКРЕКП Планів розвитку ОСР, в обов'язковому порядку проводить аналіз проєктів Планів розвитку ОСР та надає відповідний висновок по ним. В структурі ОСР розгляд проєктів Планів ОСР та розробку Плану розвитку системи передачі здійснює одна структурна одиниця. Такий підхід дозволяє ОСР оперативно відслідковувати зміни в мережі ОСР, в частині темпів розбудови мережі ОСР, динаміки росту споживання електроенергії на території ОСР, розвитку ВДЕ, нових «вузьких місць» в мережах ОСР тощо та приймати відповідні рішення щодо необхідної розбудови системи передачі.

При цьому, відповідно п.8. Розділу II КСП, ОСР було розроблено форми надання інформації, за якими ОСР було зібрано від ОСР інформацію щодо: переліку об'єктів відновлювальних джерел енергії, які приєднані до електричних мереж ОСР та працюють в ОЕС України; переліку об'єктів відновлювальних джерел енергії, з якими укладено договір про приєднання до електричних мереж; об'єктів капітального будівництва/реконструкції системи розподілу ОСР, які будуть мати вплив на мережі системи передачі; обсягу споживання електроенергії споживачами, підключеними до мереж ОСР;



Нормативні документи

максимальної потужності споживання в мережах ОСР; мінімальної потужності споживання в мережах ОСР. Інформація надавалася згідно інструкцій також розроблених ОСП. Форми збору інформації та відповідні інструкції знаходяться на офіційному сайті ОСП за посиланням: <https://ua.energy/majbutnye-ukrenergo/plan-rozvytku-oes-ukrayiny/zbir-informatsiyi-dlya-rozrobky-dokumentiv-strategichnogo-rozvytku/>

Отримана інформація була структуризована, проаналізована та використана при розробці даного Плану розвитку.



3.2 Мережевий аналіз

У зв'язку зі значними змінами в структурі генеруючих потужностей ОЕС України, що відбуваються за короткий період часу у зв'язку із введенням в експлуатацію великої кількості ВДЕ, в тому числі розподіленої генерації, традиційні методи оновлення та актуалізації схеми перспективного розвитку ОЕС України є дуже інерційними і не відповідають швидкості зазначених змін.

Сучасні процеси комп'ютерного моделювання великих енергосистем із застосуванням спеціалізованого програмного забезпечення дозволяють з невеликою затримкою в часі підтримувати актуалізовані схемні рішення як поточного так і перспективного стану системи передачі.

З метою своєчасного оновлення схемних рішень та параметрів мережного обладнання системи передачі оператор системи передачі переходить до нової сучасної концепції схемного планування, прийнятої в ENTSO-E, яка ґрунтується на спеціалізованих комп'ютерних моделях енергосистеми України і дозволяє виконувати необхідні режимні обчислення для прийнятих рішень плану розвитку системи передачі.

Для оцінки перспективних режимів використовувались типові, згідно Норм технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище СОУ Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014, методи аналізу і розрахунку електричних мереж і систем з метою виявлення «вузьких місць» і визначення необхідних заходів з розвитку системи передачі.

Для аналізу нормальних режимів роботи мережі створені розрахункові схеми системи передачі та мережі систем розподілу. Навантаження у вузлах розрахункових схем прийняті згідно з даними режимних замірів в характерні точки звітного періоду.

Мережевий аналіз:

- Відбувалося дослідження базової мережі (всі елементи мережі в роботі).
- Моделювалися різні типи аварій (відмови елементів мережі, втрата генерації та ін.).

Аналіз усталених режимів виконувався для перевірки надійності електропостачання шляхом дослідження впливу аварій на режими роботи мережі, шляхом перевірки на відповідність критерію «N-1». Для цього проводилося почергове моделювання відключення кожного елементу базової схеми, що класифікується як звичайна аварія, також аварій типу «N-2».

При формуванні усталених режимних розрахунків брався склад генеруючого обладнання в роботі згідно режимного заміру 2019 року та розвиток генерації, згідно цільового сценарію Звіту з відповідності (достатності) генеруючих потужностей. При цьому, в окремих режимних розрахунках, в залежності від необхідності проаналізувати найважчі режими роботи системи передачі, моделювався різний склад генерації. Якщо генеруючі потужності приєднанні до зеквівалентованих вузлів напругою 10-150 кВ, в режимних розрахунках приймалося також еквівалентування такої генерації на вузлі системи передачі.

Слід також зауважити, що схемні рішення щодо приєднання до мереж ОЕС України генеруючих потужностей на класах напруг 10-750 кВ базуються на проведених режимних дослідженнях в рамках виконаних техніко-економічних обґрунтувань.

Розрахунки проведено для найважчого режиму, з точки зору роботи елементів системи передачі, для максимуму зимових навантажень 2021-2030 років. Також було проведено режимні розрахунки для денного зниження навантаження літнього періоду, з метою виявлення «вузьких місць» в системі передачі при роботі СЕС номінальною встановленою потужністю, зокрема в південних регіонах ОЕС України.



Мережевий аналіз

На основі проведених розрахунків визначено доцільність реалізації проєктів з розвитку системи передачі до 2030 року. Аналіз досліджень, які були проведені при підготовці даного Плану розвитку описані в Розділі 5 Розвиток системи передачі.

Проведені дослідження під час розробки Плану розвитку системи передачі на 2021-2030 роки підтверджують необхідність розбудови системи передачі, обґрунтування якої містить базовий варіант Схеми перспективного розвитку ОЕС України на 2010-2015 роки (схвалено рішенням Науково-технічної ради Міненерговугілля України від 16.11.2015). Схема перспективного розвитку ОЕС України містить також розрахунки та мережеві заходи до 2020 року, які наразі актуалізовані та доповнені вищезазначеним мережним аналізом на спеціалізованих комп'ютерних моделях поточного та перспективного стану системи передачі.

Використання програмно-інформаційного забезпечення.

В НЕК «Укренерго» впроваджено та використовується розрахунковий комплекс DigSILENT PowerFactory.

На даний час в енергосистемах світу при плануванні використовуються наступні ПЗ для аналізу режимів роботи мереж: PowerFactory, PSS-E, NEPLAN, ODMS, Integral, PSLF, Convergence, SPIRA, Integral7, TNA. З урахуванням сформованих вимог, наявного досвіду роботи фахівців оператора системи передачі з програмними комплексами, а також на підставі властивостей різного ПЗ щодо розробки і аналізу перспективних схем і їх режимів, для визначених завдань використовується ПЗ DigSILENT PowerFactory. Даний комплекс також використовувався для проведення усіх вищезазначених розрахунків мережі та також показав необхідність реалізації заходів щодо розбудови системи передачі, що передбаченні даним Планом розвитку.

Обчислювальна програма PowerFactory, розроблена компанією DigSILENT, є інженерним інструментом для аналізу передавальних, розподільних і промислових електричних систем. Вона була розроблена як вдосконалена інтегрована і інтерактивна система програмного забезпечення, призначена для аналізу електричних систем і систем управління для виконання основних завдань планування і оптимізації режимів.

Точність і достовірність результатів отриманих за допомогою цього програмного забезпечення були підтверджені безліччю впроваджень виконаних організаціями, які займаються плануванням і експлуатацією електроенергетичних систем.

Для задоволення сучасних вимог аналізу електричних систем, пакет програмного забезпечення DigSILENT PowerFactory розроблений як інтегрований інженерний інструмент забезпечує простий доступ до всіх доступних функцій, замість набору різних програмних модулів. Програма забезпечує виконання наступних ключових функцій:

- 1 Визначення, зміна і впорядкування варіантів дослідження; основні чисельні методи; функції виведення і документування.
- 2 Управління інтегрованою інтерактивною однолінійною графікою і даними досліджень.
- 3 База даних елементів електричних систем і вихідних параметрів.
- 4 Інтегровані функції розрахунку (наприклад, розрахунок параметрів ЛЕП і електричних машин на основі геометричних розмірів або паспортних даних).
- 5 Конфігурація електричної мережі на основі інтерактивного або оперативного запиту в систему SCADA.
- 6 Багатофункціональний інтерфейс для системи побудови відображень за допомоги комп'ютера.



Мережевий аналіз

На основі реалізованої моделі ОЕС України, яка включає в себе всі пі дстанції та лінії напругою 220-750 кВ та основні транзитних мереж напругою 110-150 кВ, проводився аналіз необхідності, достатності та відповідності запланованих заходів, в плані розвитку системи передачі на 2021-2030 роки.

Для того щоб привести модель у вихідний стан використовувались характерні параметри стану мережі в режимні дні за 2017, 2018 та 2019 роки, план розвитку системи передачі на 2020-2029 роки, звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей та наданих даних ОСР, щодо приєднаних за минулі роки об'єктів ВДЕ в формах ОСР-1.

На основі цих даних було створено модель 2021 на 2025 та 2030 роки, що є вихідною точкою для проведення розрахунків. Для 2025 та 2030 років ріст навантаження приймався на рівні 1 %/рік, а встановлену потужність по кожному виду генерації електроенергії відповідно звіту з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей за 2019 рік.



Розділ 4 Система передачі, як складова ОЕС України

4.1 Склад і характеристика системи передачі

4.2 Аналіз роботи ОЕС України за останні 3-5 років та опис поточної ситуації

4.3 Технічний стан основного обладнання системи передачі

4.4 Перетоки в системі передачі

4.5 Міждержавні перетини й перетоки



4.1 Склад і характеристика системи передачі

Об'єднана енергетична система України (ОЕС України) є сукупністю електростанцій, електричних і теплових мереж, інших об'єктів електроенергетики, об'єднаних спільним режимом виробництва, передачі та розподілу електричної і теплової енергії при централізованому управлінні цим режимом. ОЕС України - основа електроенергетики країни, яка здійснює централізоване забезпечення електроенергією внутрішніх споживачів, взаємодіє з енергосистемами суміжних країн, забезпечує експорт та імпорт електроенергії. Вона поєднує енергогенеруючі потужності, розподільчі мережі регіонів України, пов'язані між собою системоутворюючими лініями електропередачі напругою 220–750 кВ (система передачі електричної енергії).

ОЕС України на сьогодні є одним з найбільших енергооб'єднань Європи. У складі ОЕС України діють 6 регіональних електроенергетичних систем та 33 оператори систем розподілу

Диспетчерське (оперативно-технологічне) управління, підтримання балансу в ОЕС України та організацію паралельної роботи з енергетичними системами інших держав виконує Національна енергетична компанія «Укренерго», що виконує функції оператора системи передачі.

Наразі ОЕС України працює в паралельному режимі з електроенергетичними об'єднаннями Республіки Білорусь, Республіки Молдови, Російської Федерації, окрім так званого «острову Бурштинської ТЕС» (включає Бурштинську ТЕС, Калуську ТЕЦ, Теремле-Рікську ГЕС та ряд ВДЕ), який синхронізовано з Європейською мережею системних операторів з передачі електроенергії (ENTSO-E). Електричні зв'язки між ОЕС України та суміжними енергосистемами здійснюються по мережах 110-800 кВ.

Системоутворюючі мережі напругою 220-800 кВ включають магістральні і міждержавні електричні мережі (система передачі електроенергії). Вони забезпечують видачу електричної енергії від потужних блоків електростанцій і подальшу її передачу до розподільчих мереж регіонів України (системи розподілу електроенергії), а також експортно-імпортні зв'язки електроенергії з енергосистемами сусідніх країн. Трансформація потужності забезпечується за допомогою автотрансформаторів і трансформаторів напругою 750/500 кВ, 750/330 кВ, 330/220 кВ, 400/330 кВ, 330/110(150) кВ, 220/110(150) кВ, 150/110 кВ. В НЕК «Укренерго» станом на 01.01.2020 знаходиться в експлуатації 21776,374 км ПЛ по трасі, та 23407,989 км – по ланцюгах. Збільшення довжини ПЛ в порівнянні з 2018 роком на 9,56 км по трасі та на 19,12 км по ланцюгах відбулася внаслідок прийняття на баланс НЕК «Укренерго» двокової ПЛ 110 кВ Сонячна – Кілія №1, №2 (Південна ЕС).

Станом на початок 2020 року на балансі НЕК «Укренерго» перебуває 140 підстанцій (ПС) напругою 110–750 кВ трансформаторною потужністю 81 678,1 МВА. З них ПС 220 кВ – 33 шт., 330 кВ – 88 шт., 400 кВ – 2 шт., 500 кВ – 2 шт., 750 кВ – 9 шт. та 110 кВ – 6 шт. (пристанційні вузли сонячних електростанцій).

Система розподілу електричної енергії нараховує більше 1 млн. км повітряних і кабельних ліній електропередачі напругою 0,4 – 150 кВ і близько 200 тис. трансформаторних підстанцій напругою 6-150 кВ.



Склад і характеристика системи передачі

ОЕС України об'єднує сім регіональних електроенергетичних систем: Дніпровську, Західну, Кримську (зараз знаходиться на території АРК, що окупована РФ), Південну, Південно-Західну, Північну і Центральну.

Дніпровська ЕС (ДнЕС) здійснює електропостачання Дніпропетровської, Запорізької, Кіровоградської областей, а також району м. Маріуполя Донецької області (наказ НЕК «Укренерго» від 23.12.2016 №426 Про передачу Маріупольських МЕМ до складу Дніпровської ЕС) території площею більше 83,7 тис.км². Загальна протяжність ПЛ 330-750 кВ по ланцюгах дорівнює 4956,9 км. ДнЕС експлуатує 26 ПС напругою 220-750 кВ із загальною потужністю трансформаторів 22739,7 МВА.

Західна ЕС (ЗЕС) охоплює своєю діяльністю регіональну енергосистему в межах п'яти західних областей України (Волинської, Закарпатської, Івано-Франківської, Львівської та Рівненської) загальною площею 88,7 тис. км² з населенням 7,6 млн. чоловік. Західна ЕС експлуатує 20 ПС напругою 220 – 750 кВ. З них 1 ПС – 750 кВ, 1 ПС – 400 кВ, 11 ПС – 330 кВ та 7 ПС – 220 кВ. На підстанціях Західної ЕС встановлено 74 автотрансформатори та трансформаторів загальною потужністю 11 324,6 МВА. Західна ЕС обслуговує 3796,36 км ліній електропередачі напругою 220, 330, 400 і 750 кВ. Південно-західна частина енергосистеми Західного регіону - «Острів Бурштинської ТЕС» працює у складі об'єднання енергетичних систем країн Європи – ENTSO-E.

«Острів Бурштинської ТЕС» утворюють Бурштинська ТЕС, електромережі та власні споживачі електроенергії в межах Закарпатської і частково Івано-Франківської та Львівської областей (рис. 4.2). До ліній міждержавних зв'язків між ОЕС України та ОЕС Європи «Острову Бурштинської ТЕС» входять ПЛ 750 кВ «Західноукраїнська – Саболчаба (Угорщина), три ПЛ 400 кВ і дві ЛЕП 220 кВ від ПС 400 кВ «Мукачеве» в Угорщину, Словаччину і Румунію.

Кримська ЕС (КрЕС) здійснює електрозабезпечення АР Крим загальною площею 26,1 тис. км², що являється тимчасово окупованою РФ територією. Загальна протяжність ПЛ 110-330 кВ дорівнює 1311,12 км. Встановлена трансформаторна потужність на 17 ПС 110-330 кВ складає 3838,8 МВА (станом на 2014 рік).

Південна ЕС (ПдЕС) здійснює електрозабезпечення Південного регіону України до складу якого входять Одеська, Миколаївська та Херсонська область загальною площею 86,4 тис. км². Південна ЕС обслуговує лінії напругою 35-750 кВ, в тому числі 2370,4 км ПЛ 220-750 кВ і 299,7 км міждержавних ПЛ 35-110 кВ. Південна ЕС експлуатує 13 ПС 220-330 кВ і 4 ПС 110 кВ. Загальна потужність трансформаторів ПС – 6048,5 МВА.

Південно-Західна ЕС (ПЗЕС) здійснює електрозабезпечення південно-західного регіону України до складу якого входять Чернівецька, Тернопільська, Хмельницька і Вінницька області загальною площею 69 тис. км². Загальна протяжність ПЛ 330-750кВ по трасі складає 2259,87 км. Південно-Західна ЕС експлуатує одну ПС 750 кВ із загальною встановленою потужністю трансформаторів 1249 МВА і 8 ПС 330 кВ із загальною встановленою потужністю трансформаторів 2775 МВА.

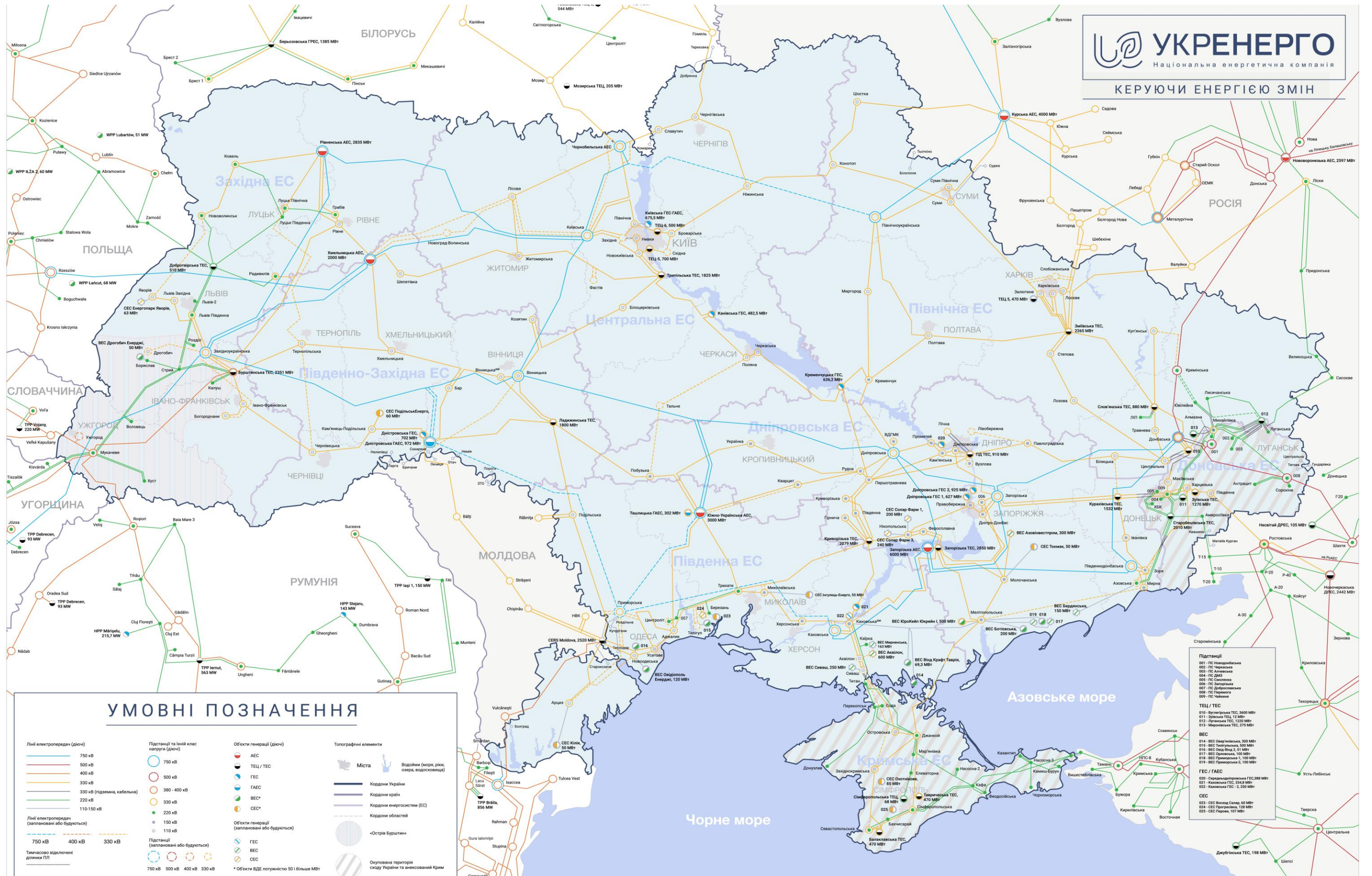


Рисунок 4.1. Карта-схема ОЕС України



Склад і характеристика системи передачі



Рисунок 4.2. Схема «Острів Бурштинської ТЕС»

Північна ЕС (ПНЕС) здійснює електрозабезпечення північного регіону України (Харківська, Сумська, Полтавська області) загальною площею 84 тис. км² з населенням 5,45 млн. чол., забезпечуючи передачу споживачам, зокрема, до мереж систем розподілу АК "Харківобленерго", ПАТ "Сумиобленерго" та "Полтаваобленерго". Північна ЕС обслуговує ЛЕП напругою 220-750 кВ. В експлуатації знаходиться 21 ПС 220-750 кВ зі встановленою на них потужністю силових трансформаторів 15110 МВА.

Також, відповідно до наказу НЕК «Укренерго» від 29.04.2016 № 144 Бахмутські МЕМ, які знаходяться на підконтрольних Уряду України територіях передані до складу Північної ЕС. Наказом НЕК «Укренерго» від 23.12.2016 №426 Маріупольський РЕЦ було передано до складу Дніпровської ЕС, а оперативно-диспетчерське керування залишилось за диспетчерським пунктом Північної ЕС. Згодом оперативно-диспетчерське керування Північної ЕС було передано новому підрозділу НЕК «Укренерго» - РДЦ Північного регіону.

Центральна ЕС (ЦЕС) здійснює електрозабезпечення центрального регіону України (Житомирська, Київська, Черкаська, Чернігівська області та м. Київ) загальною площею 111,6 тис. км². Загальна протяжність ПЛ 35-750 кВ складає 2700,79 км. Потужність встановлених 42 силових трансформаторів на 13 ПС 330-750 кВ ЦЕС складає 7171 МВА.



4.2 Аналіз роботи ОЕС України за останні 3-5 років та опис поточної ситуації

Виконання співставного аналізу рівнів та структури споживання електроенергії в Україні проведено для періоду 2013-2020 рр. З травня 2015 р. не враховується споживання АР Крим та ТНКТ Донецької та Луганської областей.

Споживання електричної енергії в Україні є нерівномірним протягом року, що обумовлюється змінами температури навколишнього середовища, а також значною частиною споживання електроенергії населенням та комунально-побутовими споживачами, відносно обсягів її споживання промисловістю (табл. 4.1). Частина споживання промисловістю в загальному обсязі споживання протягом останніх п'яти років має стійку тенденцію до зниження (в 2013 р. навіть з урахуванням ТНКТ частка дорівнювала майже 45 %, а в 2019 р. без урахування ТНКТ — 38,9 %). В цей самий період частка споживання населенням зростає з 28,1 % у 2013 р. до 31,3 % у 2019 р., також має тенденцію до зростання і частка споживання комунально-побутовим сектором.



Аналіз роботи ОЕС України за останні 3-5 років та опис поточної ситуації

Таблиця 4.1 - Рівні та структура споживання електроенергії в Україні за 2013-2020 роки, млн кВт год (джерела даних – відповідні річні звіти НЕК «Укренерго» та Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей в частині прогнозного споживання електроенергії на 2020 рік)

Основні галузі промисловості та групи споживачів	2013 р.		2014 р.*		2015 р.*		2016 р.		2017 р.		2018 р.		2019 р.		2020 р. (прогн.)	
	млн кВт·год	Питома вага, %	млн кВт·год	Питома вага, %	млн кВт·год	Питома вага, %	млн кВт·год	Питома вага, %	млн кВт·год	Питома вага, %	млн кВт·год	Питома вага, %	млн кВт·год	Питома вага, %	млн кВт·год	Питома вага, %
Споживання електричної енергії всього (нетто), у т.ч:	147264	100	134653	100	118727	100	118258	100	118720	100	122145	100	108997	100	123500	100
1. Промисловість	66339	45	60930	45,2	50200	42,3	49995	42,3	50898	42,9	52023	42,6	42402	38,9	52640	42,6
1.1. паливна	8525	5,8	7381	5,5	4285	3,6	3598	3	3629	3,1	3543	2,9	2946	2,7	3450	2,8
1.2. металургійна	35093	23,8	33933	25,2	28755	24,2	28872	24,4	28995	24,4	29560	24,2	22341	20,5	29850	24,2
1.3. хімічна та нафтохімічна	4893	3,3	3822	2,8	3085	2,6	2969	2,5	2890	2,4	3115	2,6	3514	3,2	3700	3
1.4. машинобудівна	5292	3,6	4368	3,2	3670	3,1	3706	3,1	3963	3,3	4085	3,3	3253	3,0	4030	3,3
1.5. будівельних матеріалів	2507	1,7	2221	1,6	2067	1,7	2199	1,9	2282	1,9	2231	1,8	108997	1,7	2220	1,8
1.6. харчова та переробна	4682	3,2	4493	3,3	4066	3,4	4214	3,6	4430	3,7	4536	3,7	3825	3,5	4500	3,6
1.7. інша	5348	3,6	4712	3,5	4273	3,6	4438	3,8	4710	4	4954	4,1	4710	4,3	4890	4
2. Сільгоспспоживачі	3936	2,7	3483	2,6	3342	2,8	3513	3	3636	3,1	3868	3,2	3066	2,8	3830	3,1
3. Транспорт	8690	5,9	7342	5,5	6807	5,7	6796	5,7	7011	5,9	6955	5,7	6356	5,8	6900	5,6
4. Будівництво	1003	0,7	852	0,6	748	0,6	814	0,7	879	0,7	964	0,8	1017	0,9	990	0,8
5. Комунал.-побутові споживачі	18545	12,6	16581	12,3	15195	12,8	15191	12,8	14941	12,6	15506	12,7	14368	13,2	15560	12,6
6. Інші непромислові споживачі	7373	5	6493	4,8	5955	5	6032	5,1	6292	5,3	6880	5,6	7675	7	7480	6
7. Населення	41378	28,1	38972	28,9	36480	30,7	35917	30,4	35064	29,5	35947	29,4	34112	31,3	36100	29,2

* — 2014 рік (з квітня) без урахування АР Крим, 2015 рік (з травня) і без ТНКТ Донецької та Луганської областей



Аналіз роботи ОЕС України за останні 3-5 років та опис поточної ситуації

Загальна встановлена потужність електричних станцій ОЕС України на кінець 2019 року (без енергогенеруючих об'єктів Кримської електроенергетичної системи та неконтрольованої території (ТНКТ Донбаської електроенергетичної системи) складає 52,8 ГВт, з яких 52,95 % припадає на теплові електростанції (ТЕС, ТЕЦ, блок-станції), 26,2 % – на атомні електростанції (АЕС), 11,9 % – на гідроелектростанції (ГЕС) і гідроакумуючі електростанції (ГАЕС), 8,95 % – на електростанції, що працюють на альтернативних джерелах енергії – ВЕС, СЕС, БіоЕС (табл.4.2). Протягом 2018-2019 рр. відбулось значне зростання встановленої потужності об'єктів відновлюваної енергетики, на 500 МВт у 2018 р. і 3 ГВт у 2019 відповідно (табл.4.2). Збереження такої тенденції в майбутньому об'єктивно зумовлює необхідність підвищення вимог до маневреності традиційних генеруючих потужностей ОЕС України, а також додаткового мережевого будівництва для забезпечення операційної безпеки в певні періоди доби, зокрема протягом максимальної інсоляції вдень.

Таблиця 4.2 – Встановлена потужність електричних станцій ОЕС України, ГВт (джерело даних – річні звіти НЕК «Укренерго»)

Рік	Сумарна встановлена потужність	АЕС	%	ТЕС ГК	%	ТЕЦ та інші ТЕС	%	ГЕС та ГАЕС	%	ВЕС СЕС БіоЕС	%
2012	53,8	13,8	25,7	27,4	51,0	6,5	12,1	5,5	10,2	0,6	1,1
2013	54,5	13,8	25,4	27,6	50,7	6,6	12,2	5,5	10,0	0,9	1,7
2014*	55,1	13,8	25,1	27,7	50,3	6,6	12,0	5,9	10,6	1,1	2,0
2015*	54,8	13,8	25,2	27,8	50,7	6,5	11,8	5,9	10,7	0,8	1,5
2016	55,3	13,8	25,0	27,8	50,3	6,5	11,8	6,2	11,2	1,0	1,7
2017	51,7	13,8	26,7	24,6	47,5	5,9	11,5	6,2	12	1,2	2,3
2018	49,7	13,8	27,8	21,8	43,9	6,1	12,3	6,2	12,6	1,7	3,4
2019	52,8	13,8	26,2	21,8	41,4	6,1	11,55	6,3	11,9	4,7	8,95

* - 2014 рік (з квітня) без урахування АР Крим, 2015 рік (з травня) і без ТНКТ Донецької та Луганської областей

Таблиця 4.3 – Встановлена потужність відновлюваної енергетики, МВт (джерело даних – річні звіти НЕК «Укренерго»)

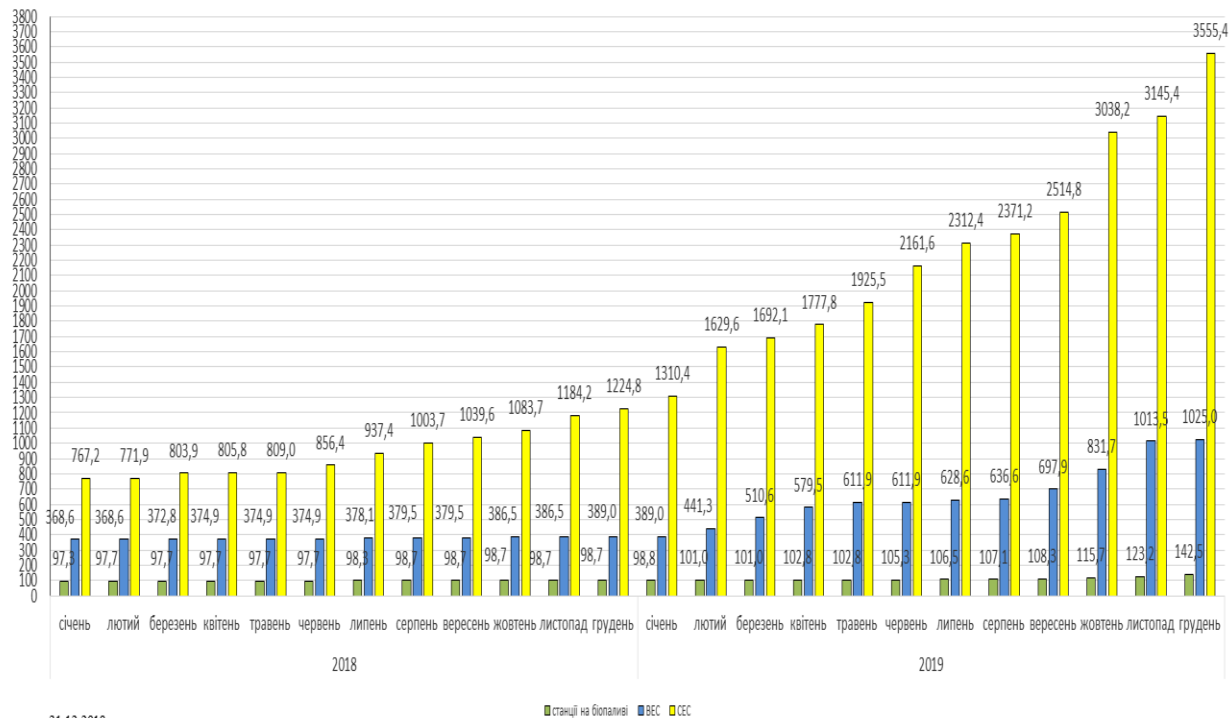
Рік ВДЕ	2013	2014*	2015*	2016	2017	2018	2019
ВЕС	372	509	428	439	328	389	1025
СЕС	563	582	359	458	758	1225	3555
БіоЕС	10	35	54	65	97	99	142
Всього	945	1126	841	962	1183	1713	4723

* - 2014 рік (з квітня) без урахування АР Крим, 2015 рік (з травня) і без ТНКТ Донецької та Луганської областей

Зростання встановленої потужності відновлюваних джерел енергії в ОЕС України протягом 2018-2019 рр. зображено на рис. 4.3.



Аналіз роботи ОЕС України за останні 3-5 років та опис поточної ситуації



* станом на 31.12.2019

Рисунок 4.3 – Встановлена потужність відновлюваних джерел енергії ОЕС України у 2018-2019 рр., МВт



4.3 Технічний стан та обґрунтування необхідності реконструкції основного обладнання системи передачі

Встановлене в системі передачі основне обладнання, яке працює в безперервному режимі і визначає надійність та економічність роботи, виготовлено, в основному, у 50-70 рр. минулого сторіччя. За основними технічними характеристиками (вага й габарити, показники надійності та економічності тощо) воно поступається сучасному обладнанню і потребує все більших обсягів ремонтів. Такий стан значно впливає на збільшення втрат електричної енергії в системі передачі та обмежує можливість запобігання технологічним порушенням – пошкодженням електротехнічного обладнання або порушенням його працездатності, що призводить до порушення нормальної та надійної роботи енергоустановок об'єктів електроенергетики і ОЕС України в цілому.

Збільшення сумарних абсолютних витрат в мережах 0,4 - 800 кВ ОЕС України пояснюється збільшенням витрат електроенергії в мережах операторів систем розподілу, яке обумовлено збільшенням віддачі електроенергії в мережі споживачів завдяки росту побутового та промислового споживання електроенергії в регіонах.

До ряду об'єктивних причин, через які втрати в ОЕС України залишаються на достатньо високому рівні, потрібно віднести:

- передачу електроенергії на великі відстані, що стосується особливо розподільчих мереж;
- незадовільний технічний стан електричних мереж через знаходження в експлуатації спрацьованого устаткування.

На підстанціях НЕК «Укренерго» (системі передачі)* експлуатується основне обладнання з термінами експлуатації, наведеними в табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Терміни експлуатації основного обладнання станом на 01.01.2020 (джерело даних – річний звіт НЕК «Укренерго» за 2019 рік)

Назва обладнання	Потужність	Кількість одиниць	У тому числі в експлуатації (років), одиниць			
			до 25	з 25 до 30	з 30 до 40	40 і більше
1. Автотрансформатори (220 - 750 кВ), всього у тому числі:	76950	353	71	60	150	72
220 кВ	11258	66	3	10	28	25
330 кВ	44655	217	42	42	99	34
400 кВ	798	6	3	0	0	3
500 кВ	1753	10	3	3	4	0
750 кВ	18486	54	20	5	19	10
2. Трансформатори силові (35 - 220 кВ), всього у тому числі:	4722,5	106	26	11	26	43
35 кВ	276,5	24	1	2	7	14
110 кВ	1694,5	42	17	4	7	14
154 кВ	710	13	4	3	2	4
220 кВ	2041,5	27	4	2	10	11
3. Реактори шунтуючі (35-750 кВ), всього у тому числі:	7740,27	82	59	5	15	3



Технічний стан та обґрунтування необхідності реконструкції основного обладнання системи передачі

Назва обладнання	Потужність	Кількість одиниць	У тому числі в експлуатації (років), одиниць			
			до 25	з 25 до 30	з 30 до 40	40 і більше
35 кВ	300,27	13	10	0	0	3
500 кВ	180	3	0	0	3	0
750 кВ	7260	66	49	5	12	0
4. Вимикачі (35-750 кВ), всього у тому числі:		3307	1108	294	814	1091
4.1. Елегазові		850	844	6	0	0
35 кВ		32	32	0	0	0
110 кВ		332	332	0	0	0
150 кВ		87	87	0	0	0
220 кВ		52	52	0	0	0
330 кВ		255	249	6	0	0
400 кВ		4	4	0	0	0
500 кВ		8	8	0	0	0
750 кВ		80	80	0	0	0
4.2. Вакуумні		165	165	0	0	0
35 кВ		165	165	0	0	0
4.3. Масляні		1189	76	180	441	492
35 кВ		521	26	69	187	239
110 кВ		627	44	105	234	244
150 кВ		0	0	0	0	0
220 кВ		41	6	6	20	9
4.4. Повітряні		1103	23	108	373	599
35 кВ		4	0	0	2	2
110 кВ		366	8	29	120	209
150 кВ		216	0	8	73	135
220 кВ		211	4	41	67	99
330 кВ		296	10	28	110	148
400 кВ		6	0	0	0	6
500 кВ		4	1	2	1	0
5. Вимірювальні трансформатори (35-750 кВ), всього у тому числі:		11502	5370	1223	2546	2363
5.1. Трансформатори струму		8282	4136	761	1758	1627
5.1.1. Елегазові		2507	2504	3	0	0



Технічний стан та обґрунтування необхідності реконструкції основного обладнання системи передачі

Назва обладнання	Потужність	Кількість одиниць	У тому числі в експлуатації (років), одиниць			
			до 25	з 25 до 30	з 30 до 40	40 і більше
5.1.2. З литою ізоляцією		488	449	9	30	0
5.1.3. Масляні		5287	1183	749	1728	1627
5.2. Трансформатори напруги		3220	1234	462	788	736
5.2.1. Елегазові		463	463	0	0	0
5.2.2. З литою ізоляцією		100	99	1	0	0
5.2.3. Масляні		2656	671	461	788	736
5.2.4. Ємнісні		1	1	0	0	0
6. Обмежувачі перенапруги (ОПН) (35-750 кВ), всього у тому числі:		1923	1845	42	36	0
35 кВ		502	499	3	0	0
110 кВ		558	537	10	15	0
150 кВ		144	129	11	0	0
220 кВ		163	158	0	18	0
330 кВ		420	389	18	0	0
400 кВ		6	6	0	0	0
500 кВ		14	11	0	3	0
750 кВ		116	116	0	0	0
7. Розрядники (35-750 кВ), всього, у тому числі:		2699	114	259	1053	1273
35 кВ		861	50	83	281	447
110 кВ		775	35	61	358	321
150 кВ		308	4	33	83	188
220 кВ		286	8	20	132	126
330 кВ		420	17	59	167	177
400 кВ		0	0	0	0	0
500 кВ		11	0	3	6	2
750 кВ		38	0	0	26	12
8. Компресори, всього у тому числі:		389	233	58	34	64
8.1. Тиском 23 МПа		23	22	1	0	0
8.2. Тиском 4 МПа		366	211	57	34	64

Технічний стан повітряних ліній системи передачі

Згідно з даними, наведеними в таблицях 4.6 і 4.7, в НЕК «Укренерго» 20 822,74 км ПЛ знаходиться в експлуатації більше 30 років (89,0% довжини усіх ліній) з яких 16 217,15 км ПЛ знаходяться в експлуатації більше 40 років (69,3% довжини усіх ліній). Збільшення довжини ПЛ за роками експлуатації порівняно з 2018 роком відповідно складає 0,9% (більше 30 років експлуатації) та 3,9%



Технічний стан та обґрунтування необхідності реконструкції основного обладнання системи передачі

(більше 40 років експлуатації). Це свідчить про подальше старіння та недостатні темпи реконструкції ПЛ, що призводить до ускладнення експлуатації ПЛ Компанії.

Таблиця 4.6 – Розбивка за термінами експлуатації, довжина ПЛ по класах напруги станом на 01.01.2020 р. (джерело даних – річний звіт НЕК «Укренерго» за 2019 рік)

Клас напруги	Всього, км		У т. ч. знаходяться в експлуатації (років) (по ланцюгах)			
	по трасі	по ланцюгах	до 25	25-30	30-40	Більше 40
800 кВ	98,540	98,540	–	–	–	98,540
750 кВ	4 403,171	4 403,171	692,650	0,000	2 045,950	1 664,571
500 кВ	374,760	374,760	38,100	–	159,600	177,060
400 кВ	338,950	338,950	–	–	–	338,950
330 кВ	12 970,839	13 533,652	1 112,645	467,058	2 063,988	9 889,961
220 кВ	3 019,385	3 975,965	178,628	0,000	265,517	3 531,820
110 кВ	458,288	568,900	66,430	5,420	61,005	436,045
35 кВ	112,441	114,051	18,858	2,460	12,530	80,203
Разом:	21 776,374	23407,989	2 107,311	474,938	4 608,590	16 217,150



Технічний стан та обґрунтування необхідності реконструкції основного обладнання системи передачі

Таблиця 4.7 – Довжина ПЛ в електроенергетичних системах станом на 01.01.2020 р. (джерело даних – річний звіт НЕК «Укренерго» за 2019 рік)

Назва енергосистеми	Всього, км		У т. ч. знаходяться в експлуатації (років)			
	по трасі	по ланцюгах	до 25	25-30	30-40	Більше 40
Дніпровська	4577,687	4956,897	375,598	203,668	1169,649	3207,982
Донбаська	1346,049	1856,599	114,456	–	276,056	1466,087
Західна	3418,860	3796,360	205,850	2,460	703,500	2884,550
Кримська	1274,823	1311,115	150,626	–	97,380	1063,109
Південна	2591,378	2670,092	403,130	263,390	622,056	1381,516
Південно-Західна	2259,870	2263,400	229,540	–	358,310	1675,550
Північна	3618,707	3852,736	144,761	5,420	972,259	2730,296
Центральна	2689,000	2700,790	483,350	–	409,380	1808,060
Разом:	21776,374	23407,989	2107,311	474,938	4608,590	16217,150



Технічний стан та обґрунтування необхідності реконструкції основного обладнання системи передачі

Також слід зазначити, що внаслідок зміни в останні десятиріччя кліматичних умов значна кількість побудованих у 70-80-ті роки ліній є вразливими до дії підвищених кліматичних навантажень. Значною мірою це виявляється в осінньо-зимовий періоду південних та північних районах України (Південна, Дніпровська та Північна енергосистеми). Внаслідок посилення навантажень та впливів від штормового вітру, ожеледі, вібрації та галопування проводів значно збільшується кількість пошкоджень елементів ПЛ та прискорився їх знос. Внаслідок цього виникла потреба докорінного технічного переоснащення та реконструкції ПЛ зазначених регіонів в цілому, оскільки проектний розрахунковий термін експлуатації (40 років) більшості з них вже закінчився.

Нагальною залишається потреба у реконструкції ПЛ 220 кВ ОЕС України, оскільки термін експлуатації більшості з них перевищує 50 років.

Річними планами передбачені роботи з ремонту фундаментів металевих опор, з/б опор, заміни грозотросу, фарфорової ізоляції та інші роботи, спрямовані на забезпечення надійності ПЛ. Але слід визнати, що ці роботи з кожним роком потребують все більше матеріальних і трудових витрат.

Не відповідають потребам обсяги робіт з заміни грозозахисного тросу. Після заміни грозозахисного тросу згідно наказу №1 та інвестиційної програми НЕК «Укренерго» 2019 року в обсязі 191,3 т потреба в його заміні станом на 01.01.2020 року складає близько 1000,0 т.

Також не відповідають нагальним потребам обсяги робіт із заміни з/б опор. У 2019 році згідно наказу №1 та інвестиційної програми НЕК «Укренерго» були проведені роботи із заміни 125 шт. з/б опор, тоді як потреба енергосистем в їх заміні складає більш ніж 1600 шт.

Аналіз фінансування та виконання робіт з капітального ремонту, технічного переоснащення і реконструкції ПЛ свідчить про те, що обсяги відновлення не тільки не зменшують існуючу диспропорцію між старінням та відновленням, але й не покривають фактичного зносу ПЛ. На сьогодні це є однією із головних проблем експлуатації ПЛ НЕК «Укренерго». Старіння конструкцій та обладнання настає значно швидше, ніж виконується їх заміна під час реконструкції та капітального ремонту.

Також значна кількість ПЛ Донбаської ЕС внаслідок бойових дій зазнала руйнувань і на даний час не відремонтована. В подальшому на відновлення цих ПЛ знадобиться значна кількість коштів, матеріальних та трудових ресурсів. Відключення вищезазначених ПЛ у сукупності з іншими факторами також значно впливає на стабільність роботи всієї ОЕС України та ускладнює відключення ПЛ інших енергосистем для проведення робіт з їх капітального ремонту.

Для збереження задовільного технічного стану ПЛ, які знаходяться в експлуатації більше 40 років необхідно:

- продовжувати роботи з заміни фарфорової ізоляції;
- проводити розширювання просік охоронних зон ПЛ;
- продовжити придбання сучасної спеціальної техніки по розчищенню трас ПЛ, в т. ч. на заболоченій місцевості, виходячи з досвіду її експлуатації в окремих енергосистемах;
- підтримувати постійний контроль за станом ПЛ, які забезпечують видачу потужності з атомних електростанцій, а саме:
 - усі ПЛ 750 кВ, особливо ПЛ 750 кВ Рівненська АЕС – Західноукраїнська;
 - ПЛ 330 кВ Рівненська АЕС – Грабів;
 - ПЛ 330 кВ Рівненська АЕС – Рівне;
 - ПЛ 330 кВ Рівненська АЕС – Луцьк північна;
 - ПЛ 330 кВ Рівненська АЕС – Ковель;



Технічний стан та обґрунтування необхідності реконструкції основного обладнання системи передачі

- ПЛ 330 кВ Нововолинськ – Ковель;
- ПЛ 330 кВ Хмельницька АЕС – Рівне;
- ПЛ 330 кВ Хмельницька АЕС – Хмельницька;
- ПЛ 330 кВ Хмельницька АЕС – Шепетівка;
- ПЛ 330 кВ Бурштинська ТЕС – Івано-Франківськ – Чернівецька – Кам'янець-Подільська;
- ПЛ 330 кВ Ладижинська ТЕС – Подільська;
- ПЛ 330 кВ Усатове – Аджалик № 1, 2;
- ПЛ 330 кВ Південна – Першотравнева № 1, 2.

Крім того, з точки зору експлуатації ПЛ, потребують врегулювання наступні питання:

- списання ПЛ 35-110 кВ, які втратили значення міждержавних, розрізані з боку суміжних держав та не задіяні у передаванні електроенергії;
- вирішення питань технічного обслуговування та ремонту міждержавних ПЛ Компанії, які проходять по території Республіки Молдова;
- спорудження незаконних будівель, влаштування зупинок та стоянок автотранспорту, влаштування стихійних сміттєзвалищ безпосередньо під проводами ПЛ, що призводить до забруднення лінійної ізоляції, перешкоджає обслуговуванню та ремонту ліній електропередачі, може спричинити їх пошкодження, а також підвищує ризик виникнення нещасних випадків;
- вирішення питання заміни наявних залізобетонних проміжних опор ПЛ 750 кВ на металеві;
- посилення контролю за дотриманням землевласниками технологій обробки сільськогосподарських земель після збирання врожаю з метою утримання трас ПЛ у пожежобезпечному стані;
- недостатня кількість нових механізмів для знищення легкозаймистої рослинності та очерету в межах охоронних зон ПЛ, особливо в заболоченій місцевості;
- наявність вакантних місць електриків з ремонту ліній електропередачі у штатних розписах лінійних ділянок з причини недостатнього рівня заробітної платні;
- недостатня укомплектованість лінійних ділянок сучасними засобами малої механізації (переносні електростанції, електричний та механізований інструмент, монтажні пристосування);
- розширення просік діючих ПЛ до оптимальних параметрів з метою недопущення вимикання від падіння бокових дерев;
- недостатня кількість підйомників (АГП) з висотою підймання 28-32 м на шасі автомобілів підвищеної прохідності для виконання робіт на опорах ПЛ 750 кВ та підвищених опорах ПЛ 330 кВ;
- недостатня кількість та застарілий парк бригадних автомобілів, які вичерпали термін експлуатації.



Технічний стан та обґрунтування необхідності реконструкції основного обладнання системи передачі

Технічний стан пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики.

Дані щодо кількості пристроїв РЗ та ПА по роках експлуатації наведені в табл.4.8.

Станом на 01.01.2020 р. в енергосистемах системи передачі експлуатується 64,5% пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики (від загальної кількості), які відпрацювали нормативний строк служби.

Залишається на високому рівні відсоток пристроїв, які експлуатуються 30-40 і більше років, а також відсоток мікроелектронних пристроїв зі строком експлуатації більше 12 років, що є неприпустимим за сучасними вимогами до їх характеристик та інформативності.

Назріла гостра необхідність реконструкції та модернізації захистів ПЛ та АТ, введених в експлуатацію в 60-70х роках, а також заміна напівпровідникових захистів, введених в 70-80 роки (особливо в системоутворюючій мережі 330-750 кВ), і які повністю вичерпали свій нормативний ресурс, а також не відповідають сучасним нормам проектування та можливості створення автоматизованих систем оперативного та протиаварійного керування.

Таблиця 4.8 – Кількість пристроїв РЗ та ПА по роках експлуатації станом на 01.01.2020 (джерело даних – річний звіт НЕК «Укренерго» за 2019 рік)

№ п/п	Енергосистема	Кількість пристроїв, які експлуатуються				Всього пристроїв
		До 25 років	25-30 років	30-40 років	Понад 40 років	
		н/п <12	н/п >12		років	
1	Дніпровська	3419,5	1549	5717,5	5465	16151
		560	211			
2	Північна	3390,5	2848,5	3341	4208	13788
		913,5	798,5			
3	Центральна	3832	884	1797	1069	7582
		1617	364			
4	Західна	3202	2661,5	4016	978	10857,5
		651,5	227,5			
5	Південно-західна	3529	93	743	1131	5496
		1353	671,5			
6	Південна	5338	904	2613	1144	9999
		141	130			
Загалом		22711	8940	18227,5	13995	63873,5
		5236	2402,5			
% пристроїв		35,5	14	28,5	22	100



Технічний стан та обґрунтування необхідності реконструкції основного обладнання системи передачі

Технічний стан засобів диспетчерського та технологічного управління.

Дані щодо кількості пристроїв засобів диспетчерського та технологічного управління (ЗДТУ) по роках експлуатації наведені в табл.4.9.

Таблиця 4.9 – Кількість пристроїв ЗДТУ по роках експлуатації (джерело даних – річний звіт НЕК «Укренерго» за 2019 рік)

№ з/п	Найменування обладнання	Загальна кількість	Термін експлуатації			
			До 25 років	25-30 років	30-40 років	Понад 40 років
1	Диспетчерські комутатори, шт.	174	168	1	3	2
2	АТС, шт.	142	135	4	2	1
3	Кабельні лінії зв'язку, км	10065,773	3227,197	1292,675	4375,665	1170,236
4	Системи ущільнення н/к	1149	739	112	200	98
5	Апаратура вторинного ущільнення, шт.	438	275	121	38	4
6	Обладнання селекторного зв'язку, шт.	143	130	1	10	2
7	Архіватори переговорів, шт.	152	152	0	0	0
8	Обладнання ВЧ зв'язку по ВЛ н/к	415	190	109	110	6
9	Обладнання РРЛ зв'язку н/к	262	262	0	0	0
10	Обладнання радіозв'язку УКХ, шт.	712	708	4	0	0
11	Устаткування електроживлення, шт.	586	487	64	22	3
12	Акумуляторні батареї, шт.	593	593	0	0	0
13	Дизель-генератори, шт.	35	22	5	5	3

Технічний стан диспетчерських комутаторів та АТС задовільний. Терміни експлуатації більшості комутаторів і АТС (біля 97%) не перевищує 25 років. Потребує заміни та модернізації обладнання диспетчерських комутаторів для АУ, Дніпровської, Південної, Північної та Південно-Західної енергосистем.

Існуючий стан комутаційного обладнання та відомчої телефонної мережі компанії потребує розвинути і інтегрувати їх в напрямку IP-технологій, а саме використовувати пакетну передачу голосу по офісній мережі. Модернізація розпочата з Центрального апарату НЕК «Укренерго».

Протяжність магістральних, з'єднувальних та волоконно-оптичних ліній зв'язку, в цілому по НЕК «Укренерго» складає 10065,773 км. З них магістральні КЛЗ - 7123,690 км, з'єднувальні КЛЗ - 859,795 км, ВОЛЗ - 2082,288 км.

Технічний стан магістральних мереж системних та міжсистемних КЛЗ, що залишаються в експлуатації, завдяки своєчасному виконанню профілактичних та поточних робіт, є задовільним. Але близько 68



Технічний стан та обґрунтування необхідності реконструкції основного обладнання системи передачі

відсотків КЛЗ експлуатуються ще з кінця ХХ сторіччя та мають термін експлуатації більше 25 років. Поточний технічний стан систем ущільнення наступний.

В НЕК «Укренерго» широко впроваджуються цифрові системи передачі з використанням xDSL модемів та мультимплексного обладнання по мідних кабельних лініях. Разом з тим на даний час, ще залишаються в роботі біля 38% аналогових систем зв'язку (К-60П, ТН-12ТК), які експлуатуються більше 25 років, морально застарілі та фізично зношені і потребують заміни на нові цифрові системи передачі інформації. Найбільша кількість таких систем знаходяться в експлуатації в Південній ЕС (приблизно 48%), Північній (приблизно 77%) та Центральній ЕС (приблизно 51%). У звітному році здійснювались заміна застарілих аналогових систем зв'язку організованих по КЛЗ на цифрові з використанням xDSL модемів та мультимплексного обладнання. Більшість існуючого обладнання ВОЛЗ було виготовлено у 1997–2000 рр., використовує застарілу технологію передачі SDH на рівні STM-1, не в змозі забезпечити передачу даних за технологією Ethernet, та вже знято з виробництва і не підтримується фірмою-виробником.

Апаратура вторинного ущільнення заходиться в задовільному стані. За строками експлуатації: 63% до 25 років, 37% більше 25 років від загальної кількості. Задовільний робочий стан підтримується завдяки своєчасному технічному обслуговуванню та ремонту.

Обладнання селекторного зв'язку та реєстратори диспетчерських переговорів на протязі кількох останніх років були замінені на сучасні пристрої в усіх ЕС і строк їх експлуатації не перевищує 25 років. Тільки в Північній ЕС біля 20% обладнання селекторного зв'язку знаходиться в експлуатації більше 25 років.

На даний час засоби ВЧ зв'язку по ПЛ вже не забезпечують необхідної пропускнуєї спроможності для передачі інформації з ПС. Тому їх використання є доцільним, коли неможливо іншим шляхом в короткі терміни забезпечити надійними каналами зв'язку технологічні об'єкти.

Строк їх експлуатації перевищує 25 років (54%) та 30 років (28%). Стабільний стан роботи обладнання підтримувався завдяки проведенню планових поточних ремонтів та профілактичних робіт. Проведення капітальних ремонтів деякого обладнання неможливе через відсутність запасних частин та комплектуючих, які вже не випускаються виробником. Крім того, збільшення терміну експлуатації ПЛ 110–330 кВ, призводить до погіршення характеристик лінійного тракту, що негативно впливає на роботу обладнання ВЧ - зв'язку.

Обладнання РРЛ та УКХ зв'язку знаходяться в задовільному стані. Строк їх експлуатації не перевищує 25 років.

Устаткування електроживлення в цілому по компанії знаходиться у задовільному стані. Строки експлуатації біля 83% устаткування не перевищує 25 років. Найбільше застарілого устаткування в Південній ЕС (близько 54%).

Загальна кількість ЗВТ за винятком вимірювальних комплексів електроенергії (лічильників електричної енергії, трансформаторів струму та трансформаторів напруги) складає 44 478 шт. В експлуатації знаходиться значна кількість ЗВТ, термін експлуатації яких становить понад 25 років. В основному це щитові стрілочні прилади для вимірювання тиску, температури та електричних величин. Термін експлуатації ЗВТ понад 25 років призводить до збільшення трудовитрат на їх ремонт. Для більшості ЗВТ встановлено термін практичного використання не більше 10 років. Відповідно, переважна більшість ЗВТ вже пройшла межу ресурсу і потребує планомірної заміни.



Технічний стан та обґрунтування необхідності реконструкції основного обладнання системи передачі

Але в метрологічному забезпеченні вимірювань при експлуатації магістральних і міждержавних електричних мереж є зміни. Завдяки технічному переоснащенню діючих підстанцій та будівництву нових вводяться в експлуатацію цифрові вимірювальні прилади.

Інформація наведена в таблицях 4.11. та 4.12.

Таблиця 4.11 – Відсоткове співвідношення ЗВТ за термінами експлуатації станом на 01.01.2020 р. (джерело даних – річний звіт НЕК «Укренерго» за 2019 рік)

Термін експлуатації, років/ЕС	Відносна кількість ЗВТ за термінами експлуатації, %				Всього ЗВТ, шт
	До 25	25-30	30-40	Понад 40	
Дніпровська ЕС	63	15	12	10	12058
Західна ЕС	60	25	15	-	5868
Південна ЕС	83	14	2	1	5058
Південно-Західна ЕС	56	12	17	15	5060
Північна ЕС	45	40	10	5	9814
Центральна ЕС	65	20	10	5	6623
Всього	62	20	12	6	44478

Таблиця 4.12 – Відсоткове співвідношення еталонів за термінами експлуатації станом на 01.01.2020 р. (джерело даних – річний звіт НЕК «Укренерго» за 2019 рік)

Тип вимірювання	Кількість еталонів за термінами експлуатації, шт					Всього шт	%
	>=10р	>=20р	>=30р	>=40р	>=50р		
Вимірювання тиску, вакуумні вимірювання (04)	22	34	29	16	9	110	19,75
Температурні і теплофізичні вимірювання (06)	14	3	3	2	0	22	3,91
Вимірювання часу і частоти (07)	4	13	15	4	1	37	6,58
Вимірювання електричних і магнітних величин (08)	36	84	145	62	11	338	60,14
Радіотехнічні і радіо електричні вимірювання (09)	13	24	16	2	0	55	9,79
Всього, шт	89	158	208	86	21	562	100
Всього, %	15,84	28,11	37,01	15,30	3,74	100%	



4.3 Основні напрямки перетоків в системі передачі

Нерівномірний розподіл енергогенеруючих потужностей по регіонах країни призводить до ускладнення режимів роботи ОЕС України та її системи передачі. Рівень надійності електропостачання обумовлений зовсім недостатнім розвитком мережевої інфраструктури і повільним темпом мережевого будівництва.

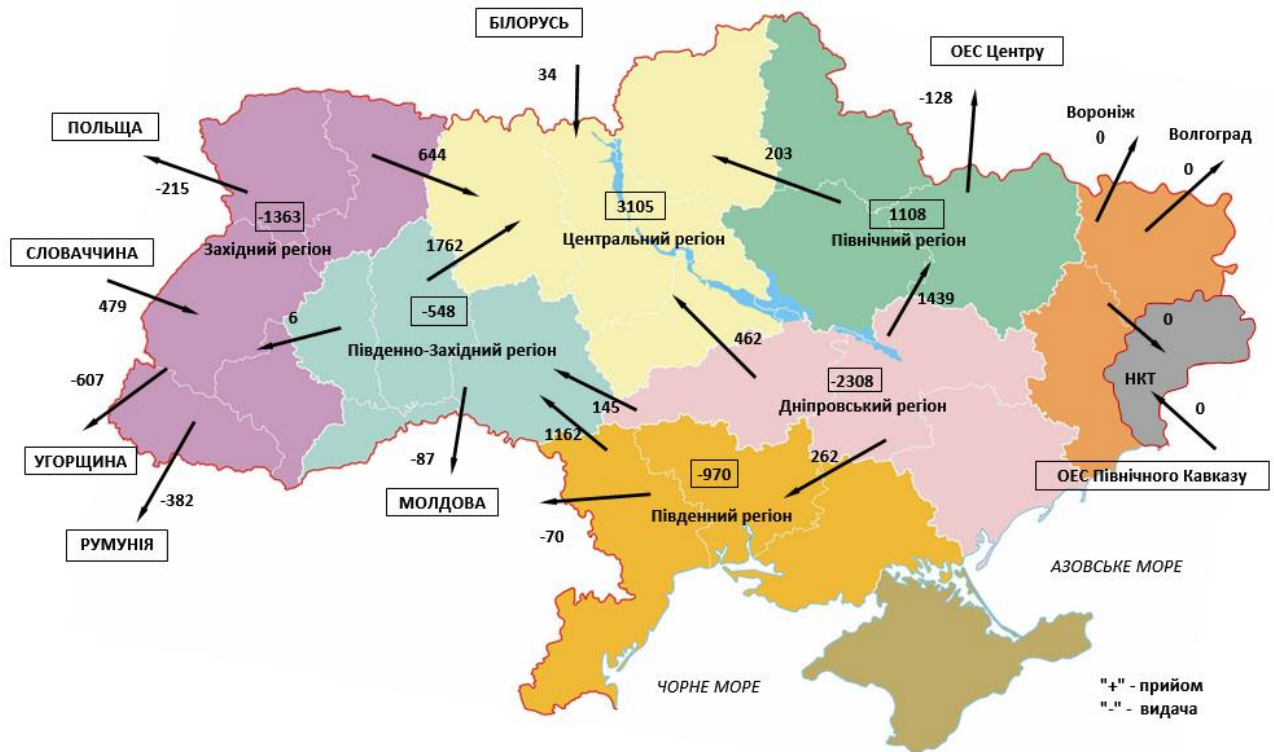


Рисунок 4.5. Схема обміну потужності між енергосистемами в день річного максимуму ОЕС України 28 січня 2019 року (МВт)

В цілому баланси потужності електроенергетичних систем характеризується наступним:

Дніпровська ЕС має позитивний баланс з активної потужності та електроенергії. Надлишки енергії, головним чином, видавалися до Центральної та Північної ЕС. Недостатньо розвинена інфраструктура системи передачі не дозволяє в повному обсязі видачу проектної потужності Запорізької АЕС, що складає 6000 МВт. Наразі потужність видачі станції становить близько 5300 МВт.

Західна ЕС має позитивний баланс з активної потужності та електроенергії. Покриття навантаження частини Західної ЕС, що працює паралельно з ОЕС України, здійснюється Рівненською АЕС і Добротвірською ТЕС. Введення в експлуатацію ПЛ 750 кВ Рівненська АЕС – Київська посилює перетин Захід – Вінниця та забезпечує видачу повної потужності енергоблоків Хмельницької АЕС 2000 МВт і Рівненської АЕС 2835 МВт. В енергосистемі здійснюється паралельна робота «острова Бурштинської ТЕС» з енергосистемою ENTSO-E.

Кримська ЕС до окупації була дефіцитною з активної і реактивної потужності. Електропостачання споживачів Криму, в основному, забезпечувалось за рахунок перетікання електроенергії від Південної та Дніпровської ЕС.



Основні напрямки перетоків в системі передачі

Південна ЕС має позитивний баланс з активної потужності та електроенергії. Баланс з активної потужності в системі визначається кількістю працюючих блоків на Южно-Українській АЕС. Южно-Українська АЕС суттєво впливає на режим напруги мережі 750 і 330 кВ центральної частини ОЕС України та надійність роботи південного регіону. У складі енерговузла Южно-Української АЕС працює Ташлицька ГАЕС двома гідроагрегатами в режимі видачі активної потужності у години максимального навантаження, та одним або двома гідроагрегатами в режимі споживання активної потужності у години мінімального навантаження.

Південно-Західна ЕС має позитивний баланс з активної потужності та електроенергії. Фактичне покриття енергосистеми складається з двох блоків Хмельницької АЕС по 1 000 МВт, двох – чотирьох блоків Ладизинської ТЕС і в години максимального споживання 6 генераторів Дністровської ГЕС та одного-трьох генераторів Дністровської ГАЕС. Робота мереж Південно-Західної ЕС характеризується завантаженістю транзитними перетоками Західної ЕС та власним надлишком активної потужності. Потужність Дністровської ГАЕС у насосному режимі у складі 3-х ГА не забезпечується.

Північна ЕС є дефіцитною як по потужності, так і по електроенергії. З рисунка 4.5. видно, що за 2019 рік дефіцит Північної ЕС по енергії склав 9217 млн.кВт год. Дефіцит Північної ЕС покривається за рахунок перетоку від ОЕС Центра (РФ) та від Дніпровської ЕС. Величина дефіциту потужності системи залежить виключно від завантаження блоків Зміївської ТЕС та Харківської ТЕЦ-5. У години максимального споживання електроенергії в 2019 році навантаження Зміївської ТЕС досягало 1126 МВт, а в окремі періоди – 1880 МВт. Максимальне споживання Північної ЕС в 2019 році склало 5029 МВт в період зимового максимуму навантаження, а мінімальне 2562 МВт в період літнього мінімуму. В день річного максимуму навантаження 2019 року, дефіцит потужності Північної ЕС склав 375 МВт.

Частина Північної ЕС (колишня Донбаська ЕС) є дефіцитною по потужності та електроенергії з причини використання її теплових електростанцій в покритті нерівномірності добового графіка навантаження та дефіциту палива. Дефіцит потужності покривається за рахунок перетікання потужності з Дніпровської ЕС.

Центральна ЕС є дефіцитною як по потужності, так і по електроенергії. Максимальна величина дефіциту потужності перевищує 2500 МВт. Трипільська ТЕС працює, в основному, одним-двома пилувугільними енергоблоками, а Київські ТЕЦ-5 і ТЕЦ-6 – за тепловим графіком. По міждержавних ПЛ 330 кВ Чорнобильська АЕС – Мозир та ПЛ 330 кВ Чернігівська – Гомель здійснюється паралельна робота ОЕС України і ОЕС Республіки Білорусь. Існуючі міждержавні зв'язки сьогодні можуть забезпечити комерційний обмін електроенергією між енергосистемами України та Республіки Білорусь потужністю до 900 МВт. Загальний сальдований переток електроенергії між ОЕС України та ЕС Білорусі тримається близьким до нуля.



Основні напрямки перетоків в системі передачі

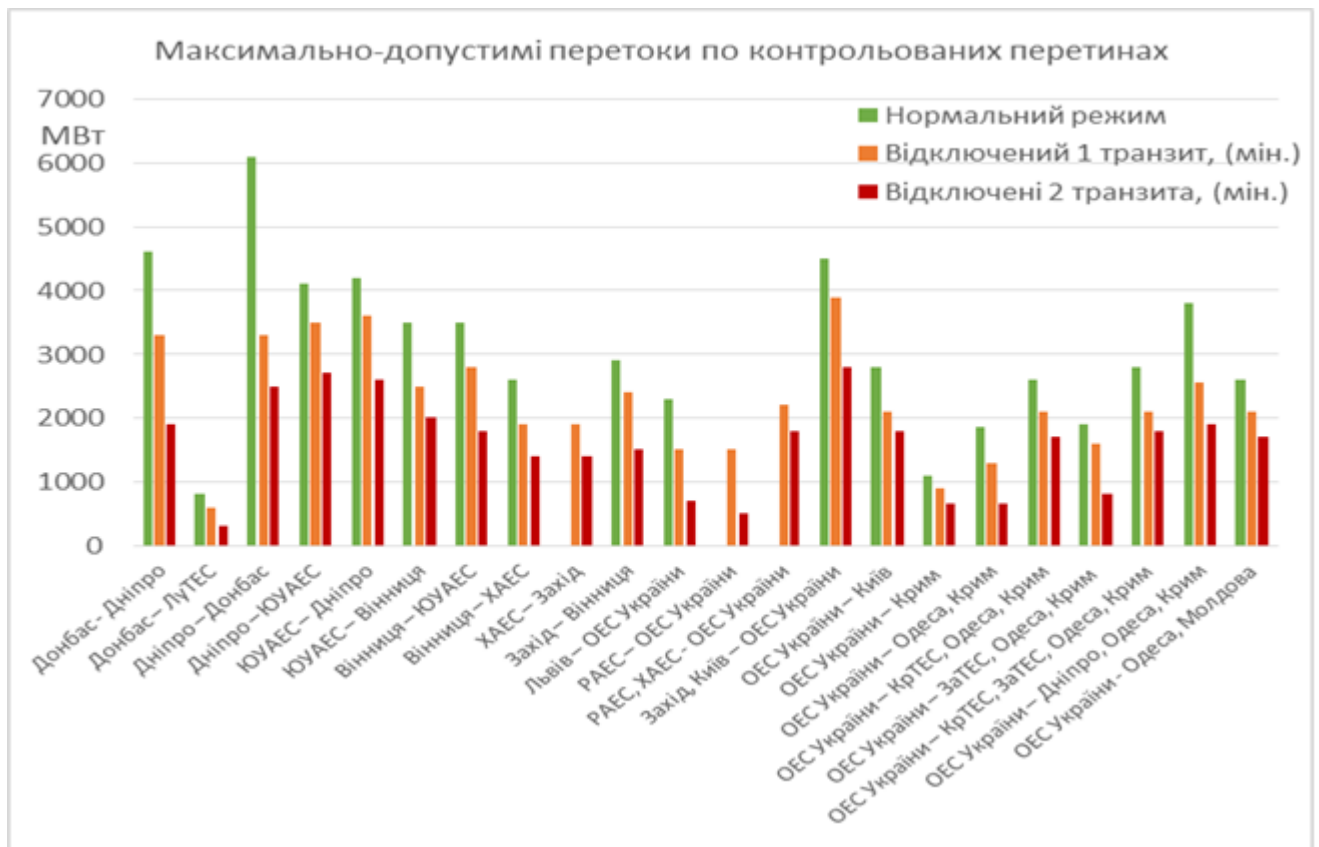


Рисунок 4.7. Максимально допустимі перетоки по контрольованих перетинах системи передачі



4.4 Міждержавні перетини й перетоки

ОЕС України має ряд потужних ліній зв'язку з енергосистемами сусідніх країн, які можуть забезпечувати значний обмін електроенергією, а саме з енергетичною системою ENTSO-E (Угорщини, Словаччини, Польщі та Румунії) та енергетичними системами Російської Федерації, Республіки Білорусь і Молдови

У даний час експорт електроенергії та технологічні перетоки електроенергії між ОЕС України та енергосистемами сусідніх країн здійснюються за такими напрямками:

«Острів Бурштинської ТЕС»

З 2012 року сумарні обсяги максимально-допустимого перетоку потужності Україна – Угорщина до 650 МВт, Україна – Румунія до 400 МВт, Україна – Словаччина до 400 МВт

«Направлена передача» Добротвірська ТЕС-Замость (Польща)

Лінія електропередачі 220 кВ Добротвірська ТЕС – Замость може забезпечувати в режимі «направленої передачі» експорт електроенергії до Польщі максимальною потужністю до 210 МВт. На «направлену передачу» можуть виділятися блоки (Б-7 та Б-8) або один блок та/або один з турбогенераторів Добротвірської ТЕС.

Молдавська енергосистема

Виходячи із пропускної спроможності внутрішніх перетинів ОЕС України, величина перетоку електроенергії між ОЕС України до енергосистеми Молдови може складати до 400 МВт, але в години максимальних навантажень вона обмежується до 260 МВт, а під час проведення ремонтних робіт на прилеглих ПЛ 330 кВ – до нульового значення.

Енергосистема Російської Федерації

Пропускна спроможність міждержавного енергетичного обміну з ЄЕС Росії складається з перетину: «ОЕС України – ОЕС Центру», що проходять по лініях Північної ЕС - 2400 МВт. Протягом 2019 року підтримувався близький до нульового сальдо-перетік потужності на зв'язках ОЕС України – ОЕС Центру Російської Федерації.

Енергосистема Республіки Білорусь

Існуючі міждержавні зв'язки сьогодні можуть забезпечити комерційний обмін електроенергією між енергосистемами України та Республіки Білорусь потужністю до 900 МВт. У 2019 році енергетичний обмін між ОЕС України і ЄЕС Росії і ОЕС Білорусі складав +/-700 МВт з загальним сальдованим перетоком електроенергії близьким до нуля.

Перелік міждержавних ліній зв'язку з енергосистемами сусідніх країн наведено в табл.4.13.



Міждержавні перетини й перетоки

Таблиця 4.13 – Міждержавні лінії електропередачі (системи передачі та систем розподілу) (джерело даних – річний звіт НЕК «Укренерго» за 2019 рік)

Країна	Кількість ЛЕП по класах напруги (кВ), шт.							
	750 кВ	500 кВ	400 кВ	330 кВ	220 кВ	110 кВ	35 кВ	6÷10 кВ
Польща	1	-	-	-	1	-	-	-
Словаччина	-	-	1	-	-	-	1	-
Угорщина	1	-	1	-	2	-	-	-
Румунія	1	-	1	-	-	-	-	-
Молдова	-	-	-	7	-	11	1	1
Усього зв'язків з країнами ENTSO-E	3	-	3	7	3	11	2	1
Російська Федерація	1	2	-	6	3	5	-	-
Білорусь	-	-	-	2	-	2	1	-

На рис.4.8 показано перетоки по міждержавних перетинах за 2019 рік.

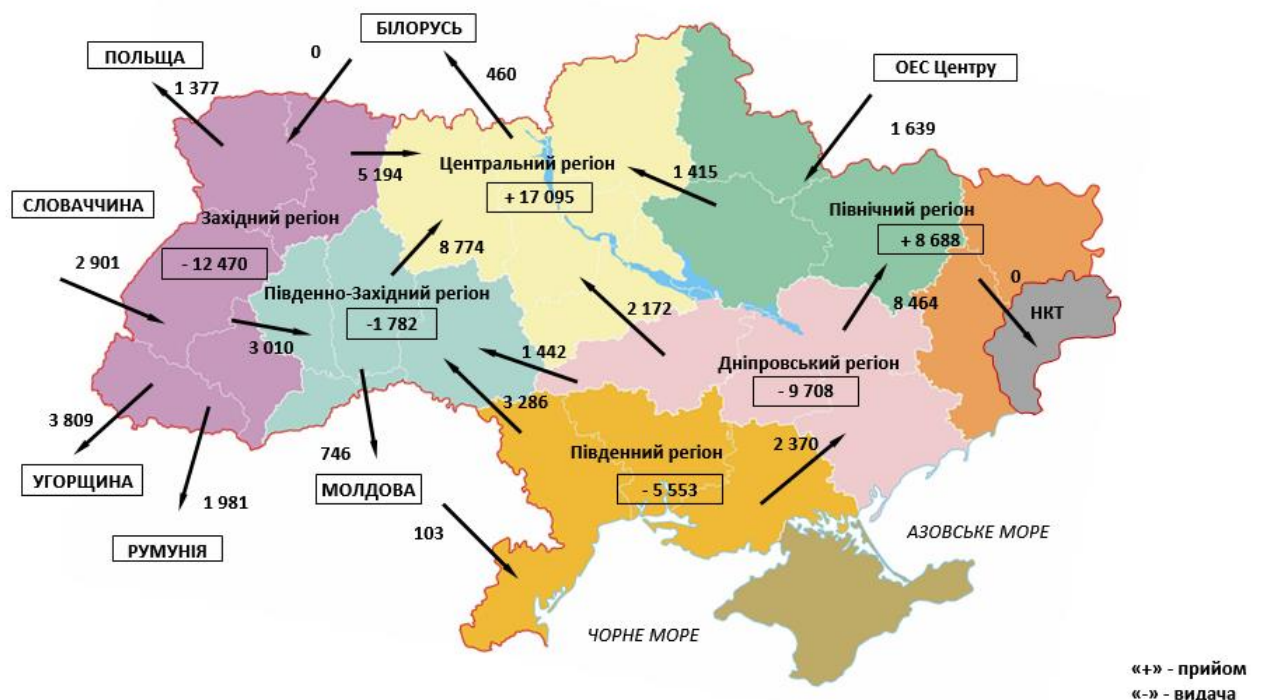


Рисунок 4.8 – Схема сальдо обміну електроенергії енергосистем за 2019 рік (млн.кВт·год)



Розділ 5 Розвиток системи передачі

5.1 Аналіз виконання попереднього Плану

5.2 Загальний опис структурних «вузьких місць»

5.3 Основні об'єкти будівництва / реконструкції

5.4 Будівництво та реконструкція об'єктів системи передачі

5.3.1 Основні об'єкти системи передачі, будівництво або реконструкція яких є доцільними протягом наступних 10 років

5.4 Інформація про інвестиції в об'єкти системи передачі, із зазначенням прогнозних інвестицій, що мають бути здійснені протягом наступних десяти років, строків реалізації та джерел фінансування

5.5 Розвиток мереж систем розподілу для підвищення надійності роботи системи передачі

5.6 Принципи проведення аналізу затрат і вигід проєктів

5.7 Аналіз ризиків при неповній реалізації запланованих рішень з розвитку системи передачі



5.1 Аналіз виконання попереднього Плану

НЕК «Укренерго» на початку 2019 року здійснило розробку проекту документу «План розвитку системи передачі на 2020-2029 роки». Водночас, усі заходи з розвитку системи передачі НЕК «Укренерго» відповідно обґрунтовувалися при розробці інвестиційної програми компанії на 2020 рік.

Враховуючи вищезазначене, в даному розділі відображено аналіз виконання Інвестиційної програми НЕК «Укренерго» на 2019 рік, схваленою постановою НКРЕКП від 29.03.2019 № 458 (із змінами, внесеними постановою НКРЕКП від 24.12.2019).

Для реалізації проектів нового будівництва у 2019 році була проведена робота по затвердженню наступних проектів будівництва:

- наказом Міністерства фінансів України від 05.06.2019 № 234 затверджений скоригований проект «ПЛ 750 кВ Запорізька АЕС-Каховська з підстанцією 750 кВ «Каховська» та заходами ПЛ 330 кВ»;
- наказом НЕК «Укренерго» від 20.11.2019 № 568 схвалене техніко-економічне обґрунтування «Нове будівництво ПС 330 кВ «Слобожанська» із заходами ПЛ 330 кВ, Харківська область»;
- наказом НЕК «Укренерго» від 24.10.2019 № 537 схвалене техніко-економічне обґрунтування «Реконструкція ПС 330/110 кВ «Аджалик» із заміною двох автотрансформаторів, Одеська область».

У 2019 році введено основних фондів по наступних об'єктах:

1. Сертифікатом Державної архітектурно-будівельної інспекції України від 28.12.2019 серія ІУ № 163193621240, засвідчено відповідність закінченого будівництвом другого пускового комплексу об'єкту «Повітряна лінія 750 кВ Запорізька АЕС-Каховська з підстанцією 750 кВ «Каховська» та заходами повітряних ліній 330 кВ» ;
2. Актом технічної комісії від 27.06.2019 про готовність до введення в роботу, прийнятий закінчений будівництвом об'єкт «Реконструкція ПС 330 кВ «Кременчук» з підключенням 4 АТ, вул. Полтавська, 2-Б, с. Кияшки, м. Горішні Плавні, Полтавська область»;
3. Сертифікатом Державної архітектурно-будівельної інспекції України від 25.07.2019 серія ІУ № 162192061104, засвідчено відповідність закінченого будівництвом об'єкту «Будівництво ЛЕП 110 кВ (Сонячна-Кілія) - Кілія та пристанційний вузол СЕС (ПС 110 кВ «Сонячна-Кілія») для приєднання об'єкта альтернативної енергетики до ПС 110 кВ «Кілія»;
4. Декларацією Державної архітектурно-будівельної інспекції України від 05.07.2019 № ІУ 141191860915 про готовність до експлуатації прийнятий закінчений будівництвом об'єкт «Будівництво ВОЛЗ на ділянці Трипілля-Канів-Черкаси-Кременчук»;
5. Сертифікатом Державної архітектурно-будівельної інспекції України від 29.08.2019 серія ІУ № 162192411917, засвідчено відповідність закінченого будівництвом об'єкту «ЛЕП 110 кВ Придунайська-Залізничне та пристанційний вузол (ПС 110 кВ «Придунайська» для приєднання об'єкта альтернативної енергетики до ПС 110 кВ «Залізничне»).

Для реалізації проектів технічного переоснащення та реконструкції з заміни трансформаторного парку у 2019 році була проведена робота по затвердженню наступних проектів:

- наказом НЕК «Укренерго» від 11.12.2019 № 602 затверджений проект «Технічне переоснащення ПС 750 кВ «Західноукраїнська» із заміною шунтуючих реакторів 750 кВ Р-1, Р-5, Р-6 № новий, Львівська обл., Жидачівський р-н, с. Жирова"

У 2019 році виконано монтаж, налагодження та введення в промислову експлуатацію 6 од. автотрансформаторів та шунтуючих реакторів на ПС 330-750 кВ:

- ПС 750 кВ «Західноукраїнська» (Р-1, Р-6 ф.С),
- ПС 330 кВ «Гірничка» (АТ-1),
- ПС 330 кВ «Рівне» (АТ-1),
- ПС 330 кВ «Полтава» (АТ-3),
- ПС 330 кВ «Білоцерківська» (АТ-2).

Протягом 2019 року виконано реконструкцію ВРП 330 кВ із заміною обладнання (повітряних вимикачів, трансформаторів струму, трансформаторів напруги) на ПС 330 кВ «Нікопольська», ПС 330 кВ «Запорізька», ПС 330 кВ «Конотоп», ПС 330 кВ «Ніжинська», ПС 330 кВ «Жовтнева», ПС 330 кВ «Білоцерківська», ПС 220 кВ «Львів-2».

Виконано заміну 12 металевих опор на ПЛ 750 кВ Західноукраїнська- Саболчбака (№ 421), ПЛ 330 кВ Запорізька ТЕС-Каховська, ПЛ 330 кВ Молдавська ДРЕС-Новоодеська, ПЛ 330 кВ Аджалик-Трихати, ПЛ 330 кВ Ладжинська ТЕС-Подільська, ПЛ 330 кВ Тернопільська-Хмельницька, ПЛ 330 кВ Київська-Північна. Реконструйовано ПЛ 330 кВ Ладжинська ТЕС-Подільська на ділянках опор № 1-177,

ПЛ 330 кВ Тернопільська-Хмельницька на ділянках опор № 1-170, ПЛ 330 кВ Житомирська-Шепетівка на ділянках опор № 144-234, ПЛ 330 кВ Трипільська ТЕС-Білоцерківська на ділянках опор № 156-216 шляхом заміни 108 шт. стояків з/б опор, 93 т блискавкозахисного тросу та заміни ізоляції 756 шт.

Виконані роботи з реконструкції та технічного переоснащення пристроїв РЗА на:

- ПС 750 кВ: «Західноукраїнська», «Вінницька», «Північноукраїнська»;
- ПС 330 кВ «Котовська».

Для відокремлених підрозділів НЕК «Укренерго» було придбано 27 одиниць діагностичного і 3108 одиниць технологічного обладнання.

Для впровадження проекту по оптимізації інформаційних ресурсів та сервісів, впровадження систем моніторингу стану мережевого обладнання та з метою покращення стану обробки зберігання, забезпечення цілісності інформації та безпечного доступу до неї було проведено збільшення обчислювальних потужностей вже існуючого серверного обладнання шляхом встановлення додаткових відповідних вузлів та комплектуючих.

В 2019 році було оновлено більше 1860 одиниць комп'ютерної техніки. Для потреб відокремлених підрозділів та структурних підрозділів апарату управління НЕК «Укренерго» було закуплено та поставлено: 1523 шт. робочих станцій типу моноблок, 191 шт. ноутбуків, 146 шт. моніторів.

Для організації транспортного забезпечення виробничого процесу та господарської діяльності відокремлених підрозділів НЕК «Укренерго» в 2019 році було придбано 25 одиниць спецтехніки (автокрани, автопідйомники, бригадні автомобілі, вантажні автомобілі, автобуси, легкові автомобілі, бульдозери, причепа, автотранспортувачі).

Причинами невиконання планових показників Інвестиційної програми за 2019 рік є:

- затримка схвалення НКРЕКП Інвестиційної програми компанії на 2019 рік (постанова НКРЕКП від 29.03.2019 № 458), що у свою чергу фактично зупинило на 3 місяці виконання Інвестиційної програми;
- затримка із погодженням проектно-кошторисної документації в Міністерстві фінансів України;
- режимні обмеження у роботі магістральних електричних мереж України (відмова в наданні вимкнень для можливості виконання робіт на діючих об'єктах магістральних електричних мереж);
- відміна торгів, які не відбулися через відсутність потенційних контрагентів;
- незадовільна робота генпідрядників на деяких об'єктах нового будівництва та реконструкції;
- наявності економії, яка виникла за результатами проведених торгів.

Таблиця 5.1 – Фактичне виконання за рахунок визначених джерел в 2019 році

	Нове будівництво, всього, у т.ч.:	-	910 836,09	тис.грн.;	(86,7 %)
-	Прибуток	-	258 477,03	тис.грн.;	(70,0 %)
-	дохід від іншої діяльності	-	4 739,80	тис.грн.;	(11,8 %)
-	дохід, отриманий від розподілу пропускної спроможності міждержавних електричних мереж	-	19 227,36	тис.грн.;	(38,2 %)
-	кредитні кошти	-	628 391,90	тис.грн.;	(110,1 %)
	Технічне переоснащення, реконструкція об'єктів та придбання основних засобів, всього, у т.ч.:	-	2 097 483,54	тис.грн.;	(99,5 %)
-	прибуток		140 895,74	тис.грн.	(89,9 %)
-	амортизація	-	605 205,86	тис.грн.;	(84,1 %)
-	дохід, отриманий від розподілу пропускної спроможності міждержавних електричних мереж	-	63 745,01	тис.грн.	(85,4%)
-	додатково отриманий дохід за результатом діяльності 2018 року	-	313,29	тис.грн.;	(100,0 %)

-	кредитні кошти	-	1 287 323,64	тис.грн.;	(111,2 %)
	всього, у т.ч.:	-	3 008 319,63	тис.грн.;	(95,2 %)
-	прибуток	-	399 372,77	тис.грн.;	(75,9 %)
-	амортизація	-	605 205,86	тис.грн.;	(84,1 %)
-	дохід від іншої діяльності	-	4 739,80	тис.грн.;	(11,8 %)
-	дохід, отриманий від розподілу пропускної спроможності міждержавних електричних мереж	-	82 972,37	тис.грн.;	(66,4 %)
-	додатково отриманий дохід за результатом діяльності 2018 року	-	313,29	тис.грн.;	(1,5 %)
-	кредитні кошти	-	1 915 715,54	тис.грн.;	(110,8 %)



5.2 Загальний опис структурних «вузьких місць»

Основні проблеми в роботі ОЕС України виникають у зв'язку з недостатністю пропускної спроможності ЛЕП для видачі потужності АЕС (ЗАЕС) і передачі енергії до центрів споживання, недостатнім рівнем надійності електропостачання ряду регіонів країни (південь Одеської області, Чернівецька область, м. Київ і область), некомпенсованістю електромережі по реактивній потужності та складністю забезпечення нормативної якості напруги.

Недостатність резервів реактивної потужності в західному, південному, південно-західному та центральному регіонах ОЕС України.

Робота АЕС в базовому режимі, як по активній так і по реактивній потужності визначає рівні напруги у контрольних точках західного, південного, південно-західного та центрального регіонів ОЕС. В поточних режимах підтримка необхідних рівнів напруги, в тому числі і на самих АЕС, у значній мірі ускладнилась, а резервів реактивної потужності ТЕС і ГЕС для цього не вистачає. За значної частки АЕС в структурі покриття навантаження задача підтримання необхідних рівнів напруги набуває особливої актуальності для ОЕС України. З 2001 року за технічним станом турбогенераторів сумарний діапазон реактивної потужності РАЕС, ХАЕС та ЮУАЕС знизився в 2 рази у порівнянні з паспортними даними генераторів (з близько 3400 до 1700 МВАр), в тому числі на блоках № 1, 2 ЮУАЕС зменшився з 900 до 460 МВАр, а блоку №3 з 500 до 80 МВАр. Це є особливо актуальним, оскільки ця АЕС перебуває в центрі ОЕС України і будь-які зміни в балансі потужності як у Південній енергосистемі, так і за її межами суттєво впливають на режим роботи електричних зв'язків ЮУАЕС з енергосистемою, а також на рівні напруги на її шинах 750 і 330 кВ. Режими роботи генераторів ЮУАЕС з обмеженим діапазоном завантаження по реактивній потужності призводять до зниження рівня динамічної стійкості АЕС з обмеженням рівня робочої потужності на 100-200 МВт в нормальній і ремонтних схемах мережі. Крім того, знижується рівень статичної стійкості з обмеженням рівня робочої потужності на 300-400 МВт і, як наслідок, пропускна спроможність мережі. В період літнього споживання, зниження допустимих перетоків потужності в перетині ЮУАЕС – Дніпро може викликати додаткове відповідне обмеження потужності ЮУАЕС. Южно-Українська АЕС суттєво впливає на режим напруги мережі 750 і 330 кВ центральної частини ОЕС України та надійність роботи південного регіону. Обмеження наявної реактивної потужності блоків цієї АЕС призводить до ускладнення регулювання напруги у нормальних і особливо в ремонтних схемах.

У складі енерговузла Южно-Української АЕС працює Ташлицька ГАЕС двома гідроагрегатами в режимі видачі активної потужності у години максимального навантаження, та одним або двома гідроагрегатами в режимі споживання активної потужності у години мінімального навантаження.

Розв'язання проблеми підтримання допустимих рівнів напруги на шинах 750 і 330 кВ АЕС можливе за рахунок встановлення компенсуючих пристроїв на шинах самих АЕС або на шинах ПС основної мережі, що розташовані близько до АЕС (наприклад шунтуючі реактори та батареї статичних конденсаторів що керуються, чи комбіновані пристрої FACTS). Це також дозволить підвищити запаси зі статичної стійкості енергосистеми. Конкретні пропозиції щодо необхідності встановлення такого обладнання буде визначено за результатами проведення відповідних досліджень можливості синхронного об'єднання енергосистеми України з ENTSO-E (детально описано в Розділі 6.2 даного плану розвитку).

Видача потужності Запорізької АЕС

До теперішнього часу не виконана в повному обсязі проектна схема видачі потужності Запорізької АЕС при розширенні її потужності до 6000 МВт. Вона передбачає будівництво ПЛ 750 кВ Запорізька АЕС – Каховська та ПС 750/330 кВ «Каховська» з реконструкцією ВРП-750 кВ ЗАЕС, а також будівництво заходів 330 кВ для передачі потужності від АЕС в південні райони ОЕС України і розвантаження перетинів півдня ОЕС України. Це призводить до обмеження генерації АЕС до 5300 МВт в нормальному режимі і до 4000 МВт в режимах відключень одного із діючих зв'язків 750 кВ. На цей час завершено будівництво ПС 750/330 кВ «Каховська», з прив'язкою до мережі 330 кВ, а саме збудовано заходи на ПС 750/330 кВ «Каховська» ПЛ 330 кВ Новокаховська-Острівська (Аквілон) та заходи ПЛ 330 кВ Новокаховська-Херсонська на ПС 750 кВ «Каховська», триває будівництво ПЛ 750 кВ Запорізька АЕС – Каховська, введення в експлуатацію відбудеться в 2020 р., реконструкцію ВРП 750 кВ «ЗАЕС» вже проведено. Докладно об'єкт будівництва описано в розділі 5.3, пункті 5.3.1.55 даного Плану розвитку.

Видача потужності теплових електростанцій

У квітні 2017 року синхронізовано роботу блоків Луганської ТЕС з ОЕС України по двом ПЛ 110 кВ Сватово – Курилівка та Сіль – Бахмут. Через численні пошкодження ПЛ 220 кВ північної частини Луганської області надійність видачі Луганської ТЕС та, відповідно, електропостачання споживачів залишається низькою.

Підвищити надійність роботи Луганського енерговузла та збільшити потужність видачі станції можливо за рахунок відновлення пошкоджених та будівництва нових ПЛ.

Для підвищення надійності та гнучкості схеми живлення Луганського енерговузла та на виконання протоколу виробничої наради в ДП «НЕК «Укренерго» від 05.02.2018 щодо доцільності утворення схеми «кільця» ПЛ 220кВ ЛуТЕС – ПС Лисичанська – ПС Ювілейна – ЛуТЕС планується виконати реконструкцію ПЛ 220 кВ Луганська ТЕС – Ювілейна. Наразі виконується проектування даного об'єкту, що завершиться в 2020 році.

Нове будівництво підстанції 500 кВ «Кремінська» з заходами ПЛ 500 кВ Донбаська - Донська та ПЛ 220 кВ Кремінська – Ювілейна. Схема забезпечення надійного електропостачання споживачів північної частини Луганської області, що наразі отримують живлення від шин Луганської ТЕС, а саме: будівництво нової підстанції 500/220 кВ «Кремінська» з заходами ПЛ 500 кВ Донбаська - Донська та ПЛ 220 кВ Кремінська – Ювілейна. Докладно об'єкт будівництва описано в розділі 5.3, пункті 5.3.1.89 даного Плану розвитку.

Через аварійні пошкодження прилеглої мережі 110 - 330 кВ генерація Вуглегірської ТЕС може обмежуватись на рівні 1040 МВт. Як перший етап вирішення проблеми, в 2017 році було введено в роботу нову ПЛ 330 кВ Вуглегірська ТЕС – Донбаська №3, створену з ділянок ПЛ 500 кВ Донбаська – Перемога та Вуглегірська ТЕС – Михайлівка 330. Це дозволило підвищити надійність роботи власних потреб станції та надало можливість виводу в ремонт ПЛ 330 кВ Вуглегірська ТЕС – Донбаська №1, 2. Однак, новостворена ПЛ 330 кВ Вуглегірська ТЕС – Донбаська №3 не дозволила збільшити видачу Вуглегірської ТЕС через обмеження потужності енергоблоків №1 та №2, які підключені до ВРП 110 кВ. Наступним етапом, для видачі повної потужності Вуглегірської ТЕС, необхідна перифіксація одного з енергоблоків на ВРП 330 кВ.

Внаслідок військових дій Курахівська ТЕС втратила частину ліній видачі потужності, що значно обмежує видачу потужності ТЕС та відповідно знижує надійність електропостачання прилеглих споживачів.

Схема приєднання до електричних мереж ОЕС України Курахівської ТЕС була наступна: двоколові ПЛ 330 кВ КуТЕС – Запорізька750 № 1, 2 та КуТЕС – Чайкіне № 1, 2 та одноколова ПЛ 330 кВ КуТЕС – Іванівка. Зазначеними лініями електростанція з'єднувалась з потужними об'єктами системи передачі: ПС 750 кВ «Запорізька» та «Південнодонбаська», а також із Старобешівською та Зуївською ТЕС. По мережі 110 кВ Курахівська ТЕС з'єднувалась з ПС 330 кВ «Білицька», «Центральна», «Іванівка» та ПС 220 кВ «Смолянка» і «ХБК».

Зв'язок між шинами Курахівської ТЕС 330 кВ та 110 кВ здійснюється через два АТ 330/110 кВ потужністю 125 МВА кожен, які з'єднані в блок (мають спільну точку приєднання до шин 330 кВ та 110 кВ). Це обумовлює знижену надійність електропостачання споживачів, як тих що безпосередньо приєднанні до шин 110 кВ Курахівської ТЕС, так і Білицького енерговузла в цілому.

Наразі внаслідок військових дій Курахівська ТЕС втратила частину ліній видачі потужності – двоколову ПЛ 330 кВ КуТЕС – Чайкіне та лінії 110 кВ в напрямку ПС 330 кВ «Центральна» та ПС 220 кВ «Смолянка» і «ХБК». Внаслідок цього мають місце наступні зміни в умовах видачі потужності Курахівської ТЕС:

- втрата частини мережі обумовила зміни в умовах електропостачання ПС 330 кВ «Білицька», що спричиняє перевантаження зв'язків 110 кВ між ПС 330 кВ «Білицька» та Курахівською ТЕС. Розмикання зазначених зв'язків обмежує генерацію блоків № 3 та № 4 сумарно на величину до 100 МВт;

- при ремонтно-аварійному відключенні двох ліній 330 кВ, що залишаються в роботі, відключаються енергоблоки Курахівської ТЕС, що приєднанні до шин 330 кВ (№5, 6, 7, 8, 9).

Проблема також загострена тим, що дві інші великі електростанції Донбаського регіону (Вуглегірська ТЕС та Луганська ТЕС) втратили основні зв'язки та райони видачі потужності. Так, Вуглегірська ТЕС наразі передає свою основну потужність трьома лініями на шини 330 кВ ПС 750 кВ «Донбаська». Далі потужність передається по ПЛ 330 кВ Донбаська – Слов'янська ТЕС та на шини 750 кВ і далі через ПЛ 500 кВ Донбаська – Донська. В зазначеній схемі при відключенні ПЛ 330 кВ Донбаська – Донська відбувається незначне довантаження ПЛ 500 кВ Донбаська – Донська та перетікання надлишків в мережу 750 кВ. Це в свою чергу спричиняє додаткове завантаження АТ зв'язків 750/330 кВ ПС 750 кВ «Південнодонбаська» та «Запорізька». Завантаження ПС «Південнодонбаська» обумовлює зменшення завантаження ПЛ 330 кВ КуТЕС – Іванівка та збільшення завантаження ПЛ 330 кВ КуТЕС – Запорізька № 1, 2, що разом зі збільшенням завантаження ПС 750 кВ «Запорізька» обумовлює перевантаження ПЛ 330 кВ Запорізька750 – Дніпровська 330.

Будівництво ПЛ 330 кВ Курахівська ТЕС – Білицька забезпечить в основному вирішення описаних вище проблем. Докладно об'єкт будівництва описано в розділі 5.3, пункті 5.3.1.66 даного Плану розвитку.

Видача потужності Дністровської ГАЕС

Можливість ефективного використання потужностей Дністровської ГАЕС в складі першої черги (три гідроагрегати) потребує відповідного розвитку електромережевої інфраструктури системи передачі. На даний час на Дністровській ГАЕС введено в експлуатацію три гідроагрегати встановленою потужністю кожний по 324 МВт в режимі генерації та 420 МВт в режимі споживання (режим закачування). Існуюча схема приєднання Дністровської ГАЕС складається з ПЛ 330 кВ Дністровська ГАЕС – Ладижинська ТЕС, Дністровська ГАЕС – Дністровська ГЕС та Дністровська ГАЕС – Бар. Дана схема не забезпечує можливості роботи Дністровської ГАЕС в режимі закачування відповідно до вимог нормативних документів та заводських рекомендації виробника генеруючого обладнання. Водночас, відповідно до Програми розвитку гідроенергетики України до 2026 року передбачається друга черга будівництва Дністровської ГАЕС у складі четвертого ГА та третя черга у складі 5-7 ГА.

У зв'язку з цим НЕК «Укренерго», як організація відповідальна за забезпечення видачі потужності Дністровська ГАЕС на існуючому та подальших етапах її розвитку, була замовлена робота «Уточнення схеми приєднання Дністровської ГАЕС на етапі введення в роботу ГА №3 з перспективою розвитку до 7 ГА з урахуванням передбачених Схемою розвитку ОЕС України заходів з розбудови магістральних

мереж». Метою даної роботи була розробка заходів, що забезпечать видачу потужності (закачування) Дністровської ГАЕС у складі трьох ГА, чотирьох ГА та на повний розвиток (7 ГА). Результати розрахунків усталених режимів ДнГАЕС у складі чотирьох ГА дозволили сформулювати наступні висновки:

- робота ДнГАЕС в нормальній схемі існуючої мережі в генераторному режимі 4-а ГА забезпечується;
- робота ДнГАЕС в нормальній схемі існуючої мережі в насосному режимі чотирма ГА не забезпечується з наступних причин:
 - не забезпечується статична стійкість у разі аварійних вимкнень ПЛ 330 кВ Бурштинська ТЕС – Ів.Франківська, ПЛ 330 кВ ДнГАЕС – Бар або ПЛ 330 кВ ДнГАЕС – Ладизинська ТЕС;
 - низькі рівні напруги у разі аварійних вимкнень ряду ліній;
 - перевантаження ПЛ 330 ДнГАЕС – Бар, ПЛ 330 кВ «ДнГАЕС – Ладизинська ТЕС» в аварійних схемах.

Заходи з мережевого будівництва, компенсації реактивної потужності та покращення характеристик генераторів ДнГАЕС (реактивна потужність) для забезпечення роботи Дністровської ГАЕС в нормальній схемі для чотирьох ГА неефективні.

З метою можливості роботи ДнГАЕС чотирма ГА в нормальній схемі в насосному та генераторному режимах даним Планом розвитку передбачено наступний розвиток системи передачі:

- введення в роботу ПЛ 330 кВ Західноукраїнська – Богородчани;
- введення в роботу ПЛ 330 кВ Тернопільська – Чернівецька»;
- введення в роботу ПЛ 330 кВ ДнГАЕС – Вінницька750;
- встановлення другого АТ 750/330 потужністю 1000 МВА (3*333) на ПС 750/330 кВ «Вінницька».

Докладно об'єкти будівництва описано в розділі 5.3, пунктах 5.3.1.24, 5.3.1.42 та 5.3.1.44 Плану розвитку.

Що стосується видачі/приймання потужності ДнГАЕС сімома ГА, то наразі на замовлення ПрАТ «Укргідроенерго» виконується робота по уточненню необхідного розвитку системи передачі для видачі такої потужності. Оператор системи передачі безпосередньо буде здійснювати розгляд та погодження даної роботи, після погодження буде визначено об'єми необхідного будівництва/реконструкції системи передачі.

Надійність енергопостачання споживачів гостродефіцитного Одеського енерговузла

Вказаний енерговузол Південної енергосистеми, який споживає близько 700 МВт з щорічним приростом споживання близько 1,5 %, є гостродефіцитним, практично не має власної генерації гарантованої потужності і забезпечує потреби споживачів у активній та реактивній потужності за рахунок зовнішніх генеруючих об'єктів.

Заплановані раніше заходи щодо зниження дефіцитності регіону у вигляді будівництва Одеської АЕС, а потім реконструкції Одеської ТЕЦ не були реалізовані.

З метою надійного забезпечення електроенергією найбільш важливих споживачів, з урахуванням наведеного вище, доцільно виконати улаштування протиаварійної автоматики мережі 110 кВ Одеського енерговузла Південної ЕС.

Метою створення протиаварійної автоматики (ПА) мережі 110 кВ Одеського енерговузла Південної ЕС є забезпечення надійного електропостачання споживачів регіону в нормальних, ремонтних та ремонтно-аварійних режимах роботи мережі засобами протиаварійного керування.

Противарійне керування виконується за рахунок дозованого відключення менш відповідальних споживачів на об'єктах регіону.

Основна мета створення комплексу:

– підвищення надійності та ефективності роботи Одеського енерговузла;

- своєчасне надання оперативному персоналу енергосистеми та ОЕС достовірної інформації в режимі плинного часу про хід технологічного процесу, стан контрольованого енергорайону та комплексу ПА;
- забезпечення персоналу ретроспективною технологічною інформацією (реєстрація подій, розрахунок показників) для аналізу, оптимізації та планування роботи енергорайону та його ремонту;
- підвищення довговічності, ступеня експлуатаційної надійності обладнання.
- зменшення збитків від помилок персоналу.

В даний час в контрольованому регіоні протиаварійна автоматика представлена необхідною кількістю пристроїв АЛАР і СДА, але повністю відсутні будь-які пристрої, що забезпечують можливість автоматичного зменшення споживання для підтримки працездатності споживачів в аварійному і післяаварійному режимах з нормативними значеннями параметрів енергопостачання.

Для здійснення необхідного протиаварійного керування розроблено комплекс ПА, що забезпечує:

- виявлення аварійних відключень ПЛ 330 кВ, що вимагають протиаварійного керування;
- фіксацію появи аварійного режиму;
- передачу інформації про аварійний режим на об'єкти контролю зниження напруги;
- виконання дозованого відключення навантаження для підтримки допустимого рівня напруги при виявленні зниження напруги нижче допустимого рівня в аварійному режимі.

Об'єктом автоматизації є Південно-Східний регіон високовольтних мереж Південної енергосистеми, що складається з декількох об'єктів основної мережі ОЕС України: ПС 330 кВ «Новоодеська», «Усатове», «Аджалик», ПС 220 кВ «Центроліт» і ПЛ 330 кВ, що пов'язують ці об'єкти з Молдавською ДРЕС, Южно-Українською АЕС, Криворізькою ТЕС, а також багатьма об'єктами розподільчої мережі 110-220 кВ регіону.

Економічна ефективність від виконання робіт полягає в запобіганні збитків внаслідок можливого пошкодження обладнання, розвитку аварії, що супроводжується знеструмленням споживачів через порушення стійкості роботи Одеського енерговузла. В інших регіонах України у впровадженні такої протиаварійної автоматики потреба відсутня.

Проектно-кошторисна документація розроблена, отримала позитивний експертний висновок від 19.12.2018 №118854, пройшла погодження в Міністерстві фінансів України та затверджена наказом НЕК «Укренерго» від 13.03.2019 №171 із загальною кошторисною вартістю 97 282,636 тис. грн.

Роботи будуть виконуватися протягом 2021-2022 рр. Введення об'єкта в експлуатацію планується у першому кварталі 2023 року.



5.3 Основні об'єкти будівництва / реконструкції

5.3.1 Основні об'єкти системи передачі, будівництво або реконструкція яких є доцільними протягом наступних 10 років

Основними чинниками для розвитку мереж ОЕС України є:

- інтеграція ОЕС України до загальноєвропейської енергосистеми ENTSO-E;
- реконструкція наявних генеруючих потужностей ТЕС і ТЕЦ із збільшенням встановленої потужності енергоблоків та будівництво нових енергоблоків на основі сучасних технологій спалювання органічного палива;
- продовження строку експлуатації діючих енергоблоків АЕС за умов позитивних підсумків періодичної переоцінки безпеки;
- добудова третього та четвертого енергоблоків Хмельницької АЕС (наразі за офіційною інформацією наданою ДП НАЕК «Енергоатом» НЕК «Укренерго»), ДП НАЕК «Енергоатом» призупиняє реалізацію даного проєкту у зв'язку з відсутністю фінансування. При цьому, у разі відновлення проєкту, необхідне для видачі потужності третього та четвертого енергоблоків Хмельницької АЕС електромережеве будівництво зі строками будівництва буде розглянуто в наступних Планах розвитку для синхронізації вводу в експлуатацію блоків та електромереж);
- будівництво нових та реконструкція діючих гідроагрегатів на ГЕС і ГАЕС;
- реалізація проєктів будівництва енергогенеруючих потужностей на альтернативних джерелах енергії з урахуванням потреб оптимізації структури генеруючих потужностей в ОЕС України;
- виведення з роботи енергогенеруючого обладнання теплових електростанцій та електротехнічного і електровимірювального обладнання електричних мереж, яке вичерпало технічний ресурс експлуатації, має незадовільні показники енергоефективності, не відповідає сучасним вимогам нормативно-технічної документації, нормам екологічної та техногенної безпеки;
- збільшення попиту на електроенергію і підвищення надійності електропостачання потужних енерговузлах і в мережах розподільчих компаній;
- приведення до вимог нормативних документів схем прив'язки до ОЕС України енергетичних об'єктів.

Все це призводить до необхідності будівництва нових підстанцій та ліній електропередачі, реконструкції наявних об'єктів системи передачі із збільшенням їх потужності та пропускної спроможності. Завдання і заходи Плану розвитку розроблені таким чином, щоб якнайкраще скоординувати між собою перспективні плани розвитку енергогенеруючих джерел та електричних мереж для оптимізації їх технічної, технологічної та інвестиційної складових.

Нерівномірний розподіл енергогенеруючих потужностей по регіонах країни призводить до ускладнення режимів роботи ОЕС України та її регіональних енергосистем, а недостатній рівень надійності електропостачання обумовлений тривалим недофінансуванням мережевого будівництва. Значна частина підстанцій системи передачі виконана за схемами та на обладнанні 60-70х років минулого сторіччя, що наразі не відповідає сучасним вимогам ПУЕ та негативно впливає на надійність електропостачання споживачів. Це обумовлено поступовим посиленням вимог до підвищення надійності і безпеки електроустановок в процесі удосконалення одного з основних (базових) технічних нормативних документів галузі (ПУЕ), а також дефіцитом коштів в під кінець розпаду СРСР, що призвело до відповідних урізаних мережних рішень задля здешевлення будівництва.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

«Стратегією розвитку НЕК "Укренерго" на 2017-2026 р.р.» передбачається, що НЕК "Укренерго" через 10 років є інтегрованим в ENTSO-E оператором системи передачі, який входить до ТОП-5 європейських ОСП за витратами на одиницю встановленої потужності обладнання та рівнем технологічного розвитку.

Реалізація зазначеного завдання ускладнюється наявністю на підстанціях значної кількості обладнання, яке відпрацювало понад 40 років, а також обладнання та пристроїв РЗА, які фізично зношені або морально застарілі. Це підвищує ризики росту аварійності на підстанціях та потребує значних капітальних витрат на підтримання обладнання в працездатному стані. Також зазначений стан потребує постійної присутності на енергооб'єктах кваліфікованого персоналу для керування та технічного обслуговування застарілого обладнання. Ще однією проблемою експлуатації застарілого обладнання являється відсутність запасних частин, оскільки виробництво такого обладнання в переважній більшості здійснювалось за часів СРСР та давно знято з виробництва. Така ситуація ускладнює ремонти обладнання на підстанціях системи передачі, а в деяких випадках робить їх в принципі неможливими.

Тому, для досягнення технічного рівня можливості інтеграції з ENTSO-E та забезпечення цілісності ОЕС України необхідно:

- підвищити надійність та безпеку системи передачі;
- зменшити витрати на обслуговування системи передачі;
- пришвидшити оновлення зношених основних фондів;
- усунути «вузькі місця» в системі передачі.

Водночас, для захисту інформаційної інфраструктури НЕК «Укренерго» було розроблено «Концепцію розвитку кібербезпеки на 2019-2023 роки», яка визначає загальні напрямки та підходи до подальшого розвитку кібербезпеки НЕК «Укренерго», з метою забезпечення кіберзахисту його інформаційної інфраструктури та мінімізації негативного впливу інцидентів кібератак, та є обов'язковою до виконання з моменту її затвердження.

В рамках реалізації заходів з кібербезпеки НЕК «Укренерго»:

- розроблено Концепцію розвитку інформаційної інфраструктури та забезпечення безпеки офісної та технологічної мереж НЕК «Укренерго»;
- підписано меморандум про взаємодію із Службою безпеки України про приєднання НЕК «Укренерго» до платформи СБУ MISp-UA, яка дозволяє отримувати в реальному часі інформацію про кібератаки та можливі кіберзагрози;
- виконано проектні роботи «Побудова мережевої інфраструктури НЕК «Укренерго» на базі технології MPLS та розподіл технологічних та корпоративних сегментів мережі»;
- проведено аналіз поточного стану інформаційної безпеки, на підставі результатів якого, із залученням представників світових лідерів у галузі кіберзахисту та інформаційних технологій, розроблено напрямки та підходи розвитку кібербезпеки НЕК «Укренерго», які лягли в основу цієї Концепції.

За результатами аналізу на підставі аудитів інформаційної інфраструктури НЕК «Укренерго» встановлено, що інформаційна інфраструктура має логічне розподілення на два відокремлених сегменти: корпоративний та технологічний.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

В корпоративному сегменті циркулює інформація з максимальним рівнем обмеження «комерційна таємниця», а в технологічному - «комерційна таємниця», інформація технологічних процесів та управління обладнанням. Кіберзахист зазначеної інформації здійснюється відповідно до вимог законодавства України у сфері захисту інформації та кіберзахисту.

Основними загрозами, які мають вплив на інформаційну інфраструктуру підприємства є:

- для корпоративного сегменту - це загрози, пов'язані з несанкціонованим зовнішнім та/або внутрішнім втручанням в роботу мережі підприємства та інформаційних систем, у тому числі з мережі Інтернет, реалізація яких може призвести до порушення конфіденційності, цілісності та доступності інформації;
- для технологічного сегменту - це загрози, пов'язані з зовнішнім та/або внутрішнім несанкціонованим втручанням в роботу технологічних систем, реалізація яких може призвести до порушення цілісності та доступності інформації, порушення штатного режиму функціонування технологічних систем (у тому числі зриву та/або блокування роботи системи, та/або несанкціонованого управління її ресурсами), що в свою чергу може призвести до обмеження або припинення виконання підприємством своїх основних функцій.

Визначеною Концепцією мети розвитку кібербезпеки НЕК «Укренерго» передбачається досягти за рахунок впровадження наступних підходів, засобів і процедур інформаційної безпеки та інформаційних технологій з урахуванням поточного стану та перспектив розвитку інформаційної інфраструктури:

- Врахування вимог чинного законодавства з питань кіберзахисту об'єктів критичної інформаційної інфраструктури;
- Застосування оптимального набору сучасних класів рішень інформаційної безпеки, узгоджених між собою, для всіх елементів на всіх рівнях та для кожного сегменту інформаційної інфраструктури підприємства;
- Фізичне розділення мереж корпоративного та технологічного сегментів;
- Захист інформаційного обміну між територіально розподіленими об'єктами підприємства за допомогою сучасних засобів та алгоритмів криптографічного захисту інформації;
- Сегментація мереж корпоративного та технологічного сегментів із забезпеченням контролю потоків інформації та доступу;
- Інфраструктурного розподілення інформаційного середовища за інформаційними сервісами із забезпеченням контролю доступу на базі рольової моделі;
- Створення єдиної захищеної точки Інтернет-доступу для корпоративного сегменту;
- Створення безпечної точки доступу зовнішніх організацій до інформації, яка циркулює в рамках технологічного сегменту;
- Впровадження сучасних засобів мережевої безпеки;
- Виконання постійного моніторингу стану інформаційної інфраструктури, інформаційних потоків, надання та використання повноважень доступу;
- Забезпечення збору, зберігання та обробки подій інформаційної безпеки з усіх придатних для цього компонентів інформаційної інфраструктури;
- Виявлення, обробка та вирішення інцидентів кібербезпеки;



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

- Застосування проактивного підходу в упередженні інцидентів кібербезпеки з постійним здійсненням заходів для виявлення та знешкодження вразливостей елементів інформаційної інфраструктури підприємства;
- Створення та забезпечення ефективного функціонування Операційного центру безпеки (SOC) за рахунок провадження сучасних технічних заходів, злагоджених регламентів та процедур, кваліфікованого персоналу і використання міжнародного досвіду в галузі кібербезпеки;
- Координації заходів кібербезпеки підприємства з іншими суб'єктами забезпечення кібербезпеки та компетентними органами України в межах їх повноважень, визначених чинним законодавством;
- Застосування заходів та процедур для підтримки інформаційної інфраструктури в стані санкціонованої максимальної доступності сервісів;
- Постійного підвищення кваліфікації та проведення обов'язкової періодичної перевірки якості знань та професійних навичок персоналу, відповідального за забезпечення кібербезпеки, з урахуванням міжнародних стандартів та вимог чинного законодавства;
- Налагодження безперервного процесу навчання персоналу підприємства з питань кібербезпеки та кіберзахисту з метою забезпечення мінімізації вразливості інформаційної інфраструктури підприємства та оперативного реагування на інциденти кібербезпеки;
- Проведення періодичного незалежного аудиту інформаційної безпеки інформаційної інфраструктури підприємства.

В рамках реалізації заходів з кібербезпеки НЕК «Укренерго» було розроблено «Концепцію розвитку інформаційної інфраструктури та забезпечення безпеки офісної та технологічної мереж НЕК «Укренерго», яка визначає підходи до подальшого розвитку інформаційної інфраструктури та забезпечення її безпеки по відношенню до офісної та технологічної мережі НЕК «Укренерго».

Цю концепцію сформовано за результатами аналізу причин та наслідків кібератак на інформаційної інфраструктури НЕК «Укренерго» який проведено профільними фахівцями підприємства з залученням зовнішніх вітчизняних та іноземних експертів в галузі інформаційних технологій та інформаційної безпеки.

Концепцію розроблено щодо реалізації положень Концепції безпеки НЕК «Укренерго» затвердженої наказом від 16.06.2017 р. №190, Стратегії розвитку інформаційної безпеки НЕК «Укренерго» затвердженої наказом від 15.05.2017 р. №147, Концепція захисту систем АСУ ТП підстанцій (об'єктів електроенергетики) від несанкціонованого впливу (втручання) сторонніх осіб (організацій) затвердженої 28.02.2017 з урахуванням положень ДСТУ ISO/IEC 27001:2015 Інформаційні технології. Методи захисту. Системи керування інформаційною безпекою. Вимоги (ISO/IEC 27001:2013; Cor 1:2014, IDT) (чинний відповідно до наказу ДП «УкрНДНЦ» від 18 грудня 2015 р. № 193), ISO/IEC TR 27019:2013 Information technology — Security techniques — Information security management guidelines based on ISO/IEC 27002 for process control systems specific to the energy utility industry (Інформаційні технології. Методи захисту. Настанова щодо менеджменту інформаційної безпеки на основі ISO/IEC 27002 для систем керування процесами в індустрії енергетичних сервісних програм), ДСТУ IEC/TS 62351-1:2014 Керування енергетичними системами та пов'язаний з ним інформаційний обмін. Безпека даних та комунікацій. Частина 1. Безпека зв'язку мережі та системи. Загальні положення



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

(IEC/TS 62351-1:2007, IDT) (чинний відповідно до наказу Мінекономрозвитку України від 2 грудня 2014 року N 1432), IEC 62443 Industrial communication networks. Network and system security. Part 2-1. Establishing an industrial automation and control system security programme.

Метою Концепції розвитку інформаційної інфраструктури та забезпечення безпеки офісної та технологічної мереж НЕК «Укренерго» є визначення та стандартизація типових підходів до побудови захищених елементів інформаційної інфраструктури в рамках її офісного та технологічного сегментів.

Реалізація зазначеної мети досягатиметься шляхом:

- Фізичного розподілу технологічної та офісної мережі на рівні каналів зв'язку. Створення для технологічної мережі MPLS хмари з організацією доставки каналу зв'язку до рівня підстанції. Використання при організації обміну засобів криптографічного захисту інформації.
- Внутрішнього відокремлення технологічної та офісної мережі на безпечні сегменти.
- Відокремлення на рівні апарата управління технологічного та офісного серверного обладнання з організацією єдиної безпечної точки інформаційного обміну між ними.
- Для сервісів, що повторюються в межах технологічної і офісної мережі, створення окремого середовища з файловими, поштовими та іншими необхідними інфраструктурними сервісами.
- Організації фізично відокремлених технологічних та офісних робочих місць, включно з організацією побудови необхідної для цього структурованої кабельної мережі.
- Створення в межах НЕК «Укренерго» єдиної захищеної точки Інтернет-доступу для офісної мережі.
- Створення в межах НЕК «Укренерго» безпечної точки доступу зовнішніх організацій до інформації яка циркулює в рамках технологічного сегменту мережі.
- Використання сучасних засобів мережевої безпеки;
- Застосування відмовостійкого підходу до побудови інформаційної інфраструктури.

Для досягнення вищезазначеної мети в НЕК «Укренерго» розроблено програму реконструкції, модернізації та автоматизації підстанцій, яка передбачає поетапну реконструкцію усіх підстанцій НЕК «Укренерго», із впровадженням на підстанціях автоматизованих систем керування технологічними процесами (АСКТП).

Метою впровадження АСКТП є виконання ряду наступних функцій:

- збір вихідної інформації по схемах підстанцій і параметрах технологічних процесів;
- реєстрація ті відображення параметрів нормальних і аварійних режимів високовольтного обладнання;
- реєстрація спрацьовувань пристроїв релейного захисту, лінійної та протиаварійної автоматики, автоматики управління устаткуванням;
- обробка інформації з метою аналізу роботи та діагностики пристороїв релейного захисту, лінійної та протиаварійної автоматики, автоматики управління устаткуванням;
- видача інформації персоналу підстанції та передача її на вищі рівні управління;
- обробка та зберігання даних про стан обладнання, створення "бібліотеки" аварій.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Серед 134 підстанцій НЕК «Укренерго» напругою 220-750 кВ, 32 підстанції знаходяться на тимчасово окупованих територіях, тому їх реконструкція передбачена після повернення контролю органів державної влади на зазначених територіях. Для інших підстанцій реалізація комплексної програми автоматизації буде виконуватись у 2 етапи (2019-2021 р.р. та 2022-2027 р.р.), так як внаслідок режимних обмежень виводу обладнання з роботи в ОЕС України неможливо одночасно розпочати реконструкцію значної кількості підстанцій.

Метою програми реконструкції, модернізації та автоматизації підстанцій НЕК «Укренерго» є уніфікація та комплексний підхід в питаннях заміни обладнання, що значно зменшує операційні витрати на його ремонт та обслуговування за рахунок:

- збільшення міжремонтного інтервалу до 12-15 років;
- зменшення часу на технічне обслуговування однотипного обладнання;
- зменшення виробничого й аварійного запасу матеріалів та обладнання в компанії;
- зменшення технологічних витрат і витрат електричної енергії на власні потреби підстанції тощо.

Для першого етапу комплексної програми реконструкції, модернізації та автоматизації підстанцій НЕК "Укренерго" були обрані підстанції, що забезпечують електропостачання адміністративних центрів та великих промислових підприємств. Термін експлуатації таких підстанцій та встановленого на них відповідного обладнання наразі перевищує 35 років, що знаходиться поза межами проєктного періоду експлуатації. Під час вибору об'єктів реконструкції були враховані перспективи розвитку систем розподілу відповідних регіонів, їх інфраструктури, екологічні та соціальні ризики для населення. Графік реконструкції підстанцій першого етапу складений із урахуванням можливості забезпечення безперебійної роботи ОЕС України та без критичного зниження надійності роботи вузлових підстанцій енергосистем. Графік автоматизації підстанцій другої черги складений із урахуванням можливостей виведення обладнання та наявності в роботі вже реконструйованих підстанцій.

Фінансування здійснюється за рахунок кредитних коштів міжнародних фінансових інституцій (МБРР, ЄІБ, Уряду ФРН та KfW).



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Програма реконструкції, модернізації та автоматизації підстанцій

№	Банк/Проект	Енергосистема	Підстанція	Дата завершення
Фаза 1				
1.	ЄІБ «Програма підвищення надійності підстанцій»	Дніпровська ЕС	ПС 330 кВ "Нікопольська"	31.12.2023
2.			ПС 330 кВ "Прометей"	
3.			ПС 330 кВ "Південна"	
4.			ПС 330 кВ "Першотравнева"	
5.			ПС 330 кВ "Кам'янська"	
6.			ПС 330 кВ "Дніпровська"	
7.			ПС 330 кВ "Павлоградська"	
8.			ПС 330 кВ "Гірнична"	
9.			ПС 330 кВ "Мелітопільська"	
10.			ПС 330 кВ "Запорізька"	
11.			ПС 330 кВ "Кварцит"	
12.			ПС 750 кВ "Південнодонбаська"	
1.	ЄБРР «Модернізація мережі передачі Укренерго»	Західна ЕС	ПС 750 кВ «Західноукраїнська»	31.12.2023
2.			ПС 330 кВ «Нововолинськ»	
3.			ПС 400 кВ «Мукачеве»	
4.			ПС 330 кВ «Львів південна»	
5.			ПС 330 кВ «Яворів»	
6.			ПС 330 кВ «Грабів»	
7.		Північна ЕС	ПС 330 кВ «Куп'янськ»	
8.			ПС 750 кВ «Донбаська»	
9.			ПС 330 кВ «Миргород»	
10.		Південна ЕС	ПС 330 кВ «Трихати»	
11.			ПС 330 кВ «Миколаївська»	
12.		Центральна ЕС	ПС 330 кВ «Лісова»	
1.	KfW «Підвищення енергоефективності в електропередачі (реконструкція трансформаторних підстанцій) – II»	Південно-Західна ЕС	ПС 750 кВ «Вінницька»	30.06.2023
2.			ПС 330 кВ «Вінницька»	
3.			ПС 330 кВ «Бар»	
4.			ПС 330 кВ «Козятин»	
5.			ПС 330 кВ «Тернопільська»	
6.			ПС 330 кВ «Кам'янець-Подільська»	
7.			ПС 330 кВ «Хмельницька»	
8.			ПС 330 кВ «Шепетівка»	
9.			ПС 330 кВ «Чернівецька»	
1.	МБРР Другий проект з передачі електроенергії	Центральна ЕС	ПС 330 кВ «Новокиївська» - діючий контракт	30.06.2021
2.			ПС 330 кВ «Нивки» - діючий контракт	
3.			ПС 330 кВ «Житомирська» - діючий контракт	
4.			ПС 330 кВ «Черкаська» - діючий контракт	
5.			ПС 330 кВ «Славутич»	31.12.2021



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

№	Банк/Проект	Енергосистема	Підстанція	Дата завершення		
6.			ПС 330 кВ «Чернігівська»			
7.			ПС 330 кВ «Ніжинська»			
8.			ПС 330 кВ «Білоцерківська»			
9.			ПС 330 кВ «Поляна»			
10.			Західна ЕС		ПС 220 кВ «Калуш»	31.12.2021
11.					ПС 330 кВ «Богородчани»	
12.					ПС 220 кВ «Борислав»	
13.					ПС 330 кВ «Рівне»	
14.					ПС 330 кВ «Івано-Франківськ»	
15.	Північна ЕС	ПС 330 кВ «Ковель»	30.06.2021			
16.		ПС 330 кВ «Суми» - діючий контракт				
17.		ПС 330 кВ «Кременчук» - діючий контракт				
18.		ПС 750 кВ «Північноукраїнська»		31.12.2021		
19.		ПС 330 кВ «Конотоп»				
20.		ПС 330 кВ «Полтава»				
21.		ПС 330 кВ «Лосеве»				
1.	KfW Підвищення ефективності передачі електроенергії	Дніпровська ЕС	ПС 330 кВ «Дніпро-Донбас»	11.12.2022		
2.			ПС 330 кВ «Криворізька»			
1.	KfW Реконструкція підстанцій в східній частині України	Північна ЕС	ПС 330 кВ «Харківська»	15.07.2022		
2.			ПС 330 кВ «Залютине»			
3.		Дніпровська ЕС	ПС 750 кВ «Запорізька»			
4.			ПС 750 кВ «Дніпровська»			
1.	ЄІБ Будівництво ПЛ 750 кВ РАЕС – Київська	Центральна ЕС	ПС 330 кВ «Броварська»	31.12.2021		

Ключові вигоди від Програми реконструкції, модернізації та автоматизації підстанцій:

1. Найбільш вагомою вигодою є підвищення надійності роботи підстанцій системи передачі за рахунок використання сучасного, економічного, високонадійного та екологічно безпечного обладнання, яке забезпечуватиме сталу роботу підстанцій, із дотриманням критеріїв стабільності роботи мережі та показників якості електричної енергії.
2. Заміна застарілого комутаційного обладнання, що в якості ізолюючої речовини використовує масло та повітря, на сучасне елегазове призведе до зниження витрат електричної енергії на передачу в 3-5 разів.
3. Заміна пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики з електромеханічних на мікропроцесорні зменшить споживання електроенергії кожної з панелей (шаф) до 10 разів.

Загалом, зменшення витрат електричної енергії на власні потреби підстанції сягатиме близько 30-35 %.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Наприклад, усі повітряні вимикачі напругою 110-330 кВ заплановано замінити на елегазові. При більш детальному розгляді в рамках підготовки техніко-економічного обґрунтування варіантів реконструкції кожної підстанції буде прийнятий найбільш ефективний варіант типу обладнання:

- колонкові або бакові елегазові вимикачі;
- комплектні розподільчі пристрої елегазові;
- гібридні елегазові розподільчі пристрої.

Переваги елегазових вимикачів над повітряними:

- Потребують тільки регламентних робіт згідно вимог інструкцій заводів-виробників;
- Гасіння дуги відбувається в замкнутому просторі без викиду продуктів горіння дуги в атмосферу;
- Малий знос дугогасильних контактів;
- Безшумна робота.

При заміні всіх повітряних вимикачів на підстанції зникає потреба в подальшому утриманні та обслуговуванні повітряного та компресорних господарств.

Загальні витрати в рік на утримання компресорного господарства для можливості роботи повітряних вимикачів (у мінімальному складі трьох компресорів) складає 15 тис.євро в рік (капітальні, поточні ремонти, технічне обслуговування, перевірка та опосвідчення державними органами контролю (Держгірпромнагляд) установок, що працюють під тиском).

Загальні витрати на утримання повітряного господарства складає 3 тис.євро в рік (продувка, фарбування, ремонт та заміна вентилів, заміна ущільнень, опосвідчення державними органами контролю (Держгірпромнагляд) повітрозбірників).

Орієнтовні щорічні витрати оливи на компресорне господарство 61 підстанції становить 65 тон. Внаслідок ліквідації компресорного господарства взагалі зникає необхідність закуповувати зазначену кількість оливи для компресорів.

Місце розташування, однолінійні схеми та інша інформація щодо підстанцій системи передачі знаходяться за посиланням:

<https://ua.energy/karta-pryyednannya/>



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Другий проєкт з передачі електроенергії (ППЕ-2)

Головною метою проєкту є підвищення рівня безпеки, надійності та ефективності передавання електроенергії, а також поліпшення ситуації з компенсацією реактивної потужності в мережах, що створюватиме технічні умови для наближення інтеграції ОЕС України у Європейську мережу операторів системи передачі електричної енергії (ENTSO-E) та дозволить Україні стати важливим і повноцінним гравцем на електроенергетичних ринках Європи. Проєкт спрямований на підтримання реалізації ключових реформ в енергетичному секторі шляхом створення передумов для запровадження повномасштабного ринку електроенергії та його ефективного функціонування.

Юридичні угоди:

- Угода про позику між Україною та МБРР підписана 10.02.2015, набула чинності 09.06.2015;
- Угода про реалізацію проєкту між НЕК «Укренерго» та МБРР підписана 10.02.2015;
- Угода про позику Фонду чистих технологій (ФЧТ) між Україною та МБРР підписана 10.02.2015, набула чинності 09.06.2015;
- Угода про реалізацію проєкту за рахунок коштів позики ФЧТ між НЕК «Укренерго» та МБРР підписана 10.02.2015;
- Дата закриття позик МБРР та ФЧТ – 29 червня 2022 р., кінцева дата повернення позики МБРР – 15 липня 2032 р., кінцева дата повернення позики ФЧТ – 15 липня 2034 р.

Загальна вартість Проєкту – 378,425 млн. дол. США, з яких:

- Кредит МБРР – 330 млн. дол. США;
- Вибрано 10,825 млн. дол. США (0,25% – одноразова комісія);
- Кредит Фонду Чистих Технологій – 48,425 млн. дол. США;
- Вибрано 218 тис. дол. США (0,45% – одноразова комісія).

Склад Проєкту:

- Частина 1 «Реконструкція трансформаторних підстанцій»:
- Північна ЕС: ПС 330 кВ «Кременчук», ПС 330 кВ «Суми»;
- Центральна ЕС: ПС 330 кВ «Новокиївська»; ПС 330 кВ «Нивки», ПС 330 кВ «Житомирська», ПС 330 кВ «Черкаська»;
- Частина 2.1 «Реалізація програми інтеграції ОЕС України до ENTSO-E»: встановлення та приєднання компенсуючих пристроїв реактивної потужності для підстанцій 330 кВ «Нововолинськ», 220 кВ «Луцьк південна», 330 кВ «Ковель», 330 кВ «Шепетівка», 330 кВ «Кам'янець-Подільська»;
- Частина 2.2 «Розумні мережі» (впровадження передових технологій інтелектуального управління енергетичними системами та мережами для оптимізації їх функціонування, а також забезпечення безпеки, надійності та ефективності передавання електроенергії в умовах інтеграції відновлюваних джерел енергії в ОЕС);
- Частина 2.3 «Балансуючий ринок» (впровадження системи інформаційних технологій та пов'язаних з ними засобів зв'язку для виконання обов'язків Системного оператора балансуєного ринку);
- Частина 2.4 «Інституційний розвиток НЕК «Укренерго» (впровадження в Компанії інформаційної системи управління, аудит, послуги консультантів, навчання персоналу).

В рамках проєкту укладено упродовж 2017-2018 років 12 контрактів, у тому числі 6-ть контрактів з реконструкції ПС 330 кВ Північної та Центральної електроенергетичних систем, а також контракти на



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

встановлення компенсуючих пристроїв на 5-ти ПС 220-330 кВ, запровадження балансуєчого ринку, інформаційної системи управління, розумних мереж та 2-х контрактів на консультаційні послуги.

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2015-2021	4 208 033	Пункт 8.4.1, 8.4.2, 8.4.3, 8.4.4, 8.4.16, 8.4.17



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Центральна електроенергетична система

5.3.1.1 Реконструкція ПС 750 кВ «Київська» зі встановленням другого автотрансформатора 750 кВ і будівництво заходів повітряних ліній 330 кВ у Київській області

В умовах виводу із роботи Чорнобильської АЕС постало питання забезпечення надійності електропостачання Центральної ЕС в цілому та, зокрема, м. Києва. За результатами комплексного обстеження АТ-3 750/330 кВ Чорнобильської АЕС було встановлено обмеження максимального навантаження АТ-3 не більше 60% від номінального, що, відповідно, обмежує технічну можливість передачі електроенергії через ВРП 750/330 кВ АЕС. Це призвело до того, що в схемах ремонту транзиту ПЛ 330 кВ Хмельницька АЕС – Шепетівка – Житомир або АТ-4 750/330 кВ Чорнобильської АЕС, для виконання вказаних вимог, необхідно додатково завантажувати Київські ТЕЦ-5 і ТЕЦ-6 та Трипільську ТЕС.

Водночас, з кожним роком споживання м. Києва та Київської області зростає на 4-5%. В той же час виробництво електроенергії на Київських ТЕЦ-5 і ТЕЦ-6 постійно зменшується, у зв'язку з чим Київський енерговузол стає все більш дефіцитним як по активній, так і по реактивній потужності, особливо під час проходження літнього та зимового максимумів навантаження. Крім того через роботу ТЕЦ-5 і ТЕЦ-6 зі зниженою генерацією під час проведення ремонтної кампанії в літній період (зупинка ТЕЦ-6, робота ТЕЦ-5 з мінімальним навантаженням) ускладнює виконання запланованих ремонтів ПЛ 330 кВ та обладнання окремих ПС 330 кВ, які впливають на режим роботи Київського енерговузла.

Найбільш завантаженими елементами енерговузла є АТ-1,2 ПС 750 кВ «Київська» та ПЛ 330 кВ Київська – Північна, Київська – Новокиївська, які забезпечують зараз до 45% перетоку в Київський регіон.

Першим кроком до вирішення вказаних проблем стало спорудження ПС 750 кВ «Київська» з прив'язкою ПС 750 кВ «Київська» до мережі 330 кВ Київського енерговузла, таке мережеве будівництво дало змогу поліпшити ситуацію.

Реконструкція ПС 750 кВ «Київська» зі встановленням другого АТ 750 кВ дозволила забезпечити підвищення надійності та якості електропостачання споживачів енергодефіцитних Центрального та Північного регіонів ОЕС України, за рахунок транзиту генеруючих потужностей з Рівненської та Хмельницької АЕС, що, в свою чергу, дає змогу зменшити споживання вугілля та газу на ТЕС і ТЕЦ. Реалізація об'єктів «Розширення та модернізація ПС 750 кВ «Київська» шляхом встановлення другого автотрансформатора» та «Будівництво заходів ПЛ 330 кВ Чорнобильська АЕС - Північна на ПС 750 кВ «Київська» здійснюється відповідно до затвердженого розпорядженням Кабінету Міністрів України від 14 травня 2015 року № 484-р проекту «Реконструкція ПС 750 кВ «Київська» з встановленням другого автотрансформатора 750 кВ та будівництво заходів повітряних ліній 330 кВ в Київській області», фінансування яких здійснюється за рахунок коштів Європейського банку реконструкції та розвитку і Європейського інвестиційного банку згідно з кредитними угодами, а також контрактами, які підписано за результатами міжнародних конкурсних торгів. Станом на час верстання даного Плану розвитку об'єкт знаходиться в дослідно-промисловій експлуатації та наведену тут для інформування.

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2014-2020	2 193 291	Пункт 1.1.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

5.3.1.2 Приєднання ПС 750 кВ «Київська» до мережі 330 кВ (з перезаведенням ПЛ 330 кВ ЧАЕС - Мозир на ПС «Київська», ПЛ 330 кВ ЧАЕС-Славутич на ПС «Київська»)

Державне спеціалізоване підприємство «Чорнобильська атомна електростанція» (ДСП Чорнобильська АЕС) створено на базі Чорнобильської АЕС згідно з Указом Президента України від 25 вересня 2000 року за №1084/2000 і Постановою Кабінету Міністрів України від 25 квітня 2001 року за №399. Чорнобильська АЕС є експлуатуючою організацією (оператором) ядерних установок цієї АЕС на етапі зняття їх з експлуатації і подолання наслідків аварії, а також установок по поводженню з радіоактивними відходами і сховищ для їх тимчасового зберігання згідно з чинним законодавством України. ДСП ЧАЕС здійснює лише оперативне управління ВРП ЧАЕС. Багато технічних рішень, що були використані при спорудженні розподільчих пристроїв АЕС, не відповідають сучасним нормам технологічного проектування підстанцій, а тривала експлуатація обладнання, пристроїв і конструкцій в умовах підвищеного радіоактивного забруднення та відсутності належної експлуатації (в тому числі виконання необхідних поточних та капітальних ремонтів обладнання) призвела до зниження надійності їхнього функціонування.

Для забезпечення працездатності ВРП «Чорнобильська АЕС» потрібна реалізація проектних рішень по його реконструкції з установкою додаткового обладнання, відводом додаткової території для нього, а також виконання значних обсягів будівельно-монтажних робіт.

Незадовільний стан обладнання, недостатній рівень відновлювальних та ремонтних робіт на ЧАЕС негативно впливає на надійність роботи основної мережі ОЕС України та створює передумови виникнення важких аварійних ситуацій з погашенням великих обсягів споживачів.

Для забезпечення можливості виведення з експлуатації ВРП 750 кВ та 330 кВ Чорнобильської АЕС передбачається переприєднання ПЛ 330 кВ Чорнобильська АЕС – Мозир до ВРП 330 кВ ПС 750 кВ «Київська», а також утворення на основі ПЛ 330 кВ Київська – Чорнобильська АЕС та Чорнобильська АЕС – Славутич нової ПЛ 330 кВ Київська – Славутич. Обсяги будівництва: ПЛ 330 кВ - 125 км та 50 км відповідно. Даний захід також підвищить пропускну спроможність перетину ОЕС Україна – Київ та надійність електропостачання споживачів Київської області.

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2021-2024	2 193 291	Пункт 1.2.

5.3.1.3 Будівництво ПС 330/110/35 кВ «Західна» із заходами ПЛ 330 кВ

Зростання електроспоживання м. Києва в середньому на 4% в рік призвело до граничних режимів роботи живлячої мережі та автотрансформаторних зв'язків Київського кільця 330 кВ. Граничні режими роботи вказаних ПЛ 330 кВ та обладнання виявляють необхідність вимушеного додаткового завантаження енергоблоків Київських ТЕЦ-5 і ТЕЦ-6, та Дарницької ТЕЦ. Крім того, через роботу ТЕЦ-5 і ТЕЦ-6 зі зниженою генерацією під час проведення ремонтної кампанії в літній період (зупинка ТЕЦ-6, робота ТЕЦ-5 з мінімальним навантаженням) ускладнюється виконання запланованих ремонтів ПЛ 330 кВ та обладнання окремих ПС 330 кВ, які впливають на режим роботи Київського енерговузла. В цих умовах для підвищення надійності живлення споживачів м. Києва виконана прив'язка ПС 750 кВ «Київська» до мережі 330 кВ Київського енерговузла, в тому числі за рахунок будівництва ПС 330/110/35 кВ «Західна» із заходами ПЛ 330 кВ. Обсяг робіт включає проектування та монтаж двох



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

автотрансформаторів 330/110/35 кВ, КРПЕ 330 і 110 кВ, будівництво близько 5 км заходів ПЛ 330 кВ, власних потреб та всієї супутньої інфраструктури нової підстанції в Київській області.

Режимні розрахунки для максимуму зими на 2029 рік показали, що при ремонтно-аварійному відключенні ПЛ 330 кВ Трипільська ТЕС – Новокиївська №1 і 2 завантаження ПЛ 330 кВ Західна – Новокиївська сягає 472 МВт, що становить 102 % від тривало допустимого навантаження лінії; сумарне завантаження ПЛ 330 кВ Західна - Київська № 1 і 2 становить 1326 МВт, що складає 118 % від тривало допустимого навантаження ліній.

Будівництво ПС 330 кВ «Західна» з відповідним розвитком розподільчої електричної мережі 110 кВ ПрАТ «ДТЕК «КИЇВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» та ПрАТ «Київобленерго» є найбільш раціональним та ефективним заходом, спрямованим на комплексне вирішення проблеми електропостачання споживачів Києво-Святошинського району м.Києва та Київської області на багаторічну перспективу. Необхідність будівництва ПС 330 кВ «Західна» передбачена, окрім даного Плану розвитку наступними документами:

- Схемою розвитку електричних мереж 35 кВ і вище ПАТ «Київенерго» до 2026 року;
- Схемою розвитку електричних мереж 35 кВ і вище ПАТ «Київобленерго» до 2026 року»;
- Стратегією розвитку ДП «НЕК «Укренерго» на 2019-2023 роки.

Проект будівництва отримав позитивний експертний висновок ДП «Укрдержбудекспертиза» та затверджений розпорядженням Кабінету Міністрів України від 11.01.2012 № 9-р із загальною кошторисною вартістю 1 279 377,486 тис.грн.

Майданчик під розміщення ПС 330 кВ знаходиться на території Гореницької сільської ради Києво-Святошинського району Київської області. Площа ділянки в межах огорожі – 2,59 га.

Траса заходів ПЛ 330 кВ проходить територією Києво-Святошинського району та Ірпінської міської ради Київської області.

Бюджет Проекту складає до 65 млн. євро відповідно до Додаткової угоди №1 від 24.03.2015 до Кредитної угоди (Проект «Будівництво повітряної лінії 750 кВ Запорізька АЕС – Каховська») від 19.10.2010 № 40147 між Україною та Європейським банком реконструкції та розвитку і Додаткової угоди №1/28010-02/169-1 від 09.06.2017 до Субкредитної угоди між Мінфіном, НЕК «Укренерго», Міненерговугілля та НКРЕКП від 18.11.2010 N 28010-02/169.

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2017-2021	1 066 148	Пункт 1.3.

5.3.1.4 Реконструкція ПС 330 кВ «Броварська» зі встановленням АТ-3

ПС 330/110/35 кВ «Броварська» побудована у 1977 році. НА ПС встановлено АТ-1 та АТ-2 АТДЦТН 200000/330/115/38,5 потужністю 200 МВА кожен.

В зимовий максимум 2018 року завантаження АТ-1,2 склало 270 МВА. При відключенні одного АТ завантаження іншого складає 250 МВА, що призводить до перевантаження АТ, який залишається в роботі, на понаднормові значення.

За останні чотири роки завантаження АТ-1,2 на ПС 330 кВ «Броварська» зросло з 170 МВт до 250 МВт, тобто на 42 %, що в середньому складає 10,5 % на рік. Враховуючи інтенсивний розвиток Броварського району, вже реалізовані та перспективні проекти розбудови промислового та



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

житлового – комунального сектору, споживання вузла ПС 330 кВ «Броварська» в наступні 3-4 роки зросте ще на 100-120 МВт. В 2012 році було введено в експлуатацію новий термінал міжнародного аеропорту "Бориспіль" з потужністю споживання 20 МВт, відповідно до генерального плану розвитку м. Бровари Київської області передбачається спорудження двох нових мікрорайонів із споживанням кожного на рівні 12-17 МВт, а також найближчим часом планується будівництво нових логістичних центрів сумарним навантаженням 50 МВт згідно з технічними умовами. Існуюча транзитна мережа 110 кВ не в змозі виконати резервування повного обсягу навантаження шин ПС 330 кВ «Броварська» навіть в періоди мінімального споживання. Аварійне відключення одного з АТ в режимі планового ремонту іншого буде призводити до відключення споживачів в обсязі до 30 МВт. Враховуючи, що ПС 330 кВ «Броварська» є основним джерелом живлення аеропорту «Бориспіль», який є найбільшим і найпотужнішим в Україні, та забезпечує близько 65% авіаційних пасажирських перевезень України, в тому числі міжнародних делегацій, глав держав та урядів, питання забезпечення надійності схеми підстанції набуває особливого значення.

На даний час, згідно розробленого ТЕО, що пройшло державну експертизу, отримало позитивний експертний звіт та схвалено Кабінетом Міністрів України (розпорядження від 18.08.2017 №552-р) проводиться відповідна реконструкція ПС 330 кВ «Броварська».

Фінансування об'єкта «Реконструкція ПС 330 кВ «Броварська» з установкою АТ-3» забезпечується в рамках реалізації «Проєкту будівництва високовольтної повітряної лінії 750 кВ Рівненська АЕС – Київська» (загальна вартість Проєкту – 300 млн. євро), фінансування якого здійснюється ЄБРР та ЄІБ на паритетних засадах». Реалізація даного компоненту Проєкту стала можливою за рахунок коштів, які були зекономлені за результатами проведення міжнародних торгів за основними компонентами Проєкту в попередній період.

Метою реконструкції підстанції 330 кВ «Броварська» є:

- підвищення надійності роботи підстанційного обладнання за рахунок реконструкції відкритого розподільчого пристрою 330 та 110 кВ із заміною всього існуючого обладнання та опорних конструкцій на елегазові комплектні розподільчі установки 330 кВ та 110 кВ, а також впровадження сучасної автоматизованої системи дистанційного керування технологічними процесами;
- збільшення потужності шляхом встановлення третього автотрансформатора потужністю 200 МВА. При цьому, даним Планом розвитку передбачено комплексну реконструкцію ПС 330/110/35 кВ «Броварська» (пункт 5.3.1.19 даного розділу).

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2018-2021	885 532	Пункт 1.4.

5.3.1.5 Будівництво транзиту повітряної лінії 330 кВ Побужжя - Тальне - Поляна з підстанцією 330 кВ «Тальне»

Черкаська область є енергодефіцитним регіоном України. Існуюча система живлення не відповідає вимогам надійності, що створює загрозу виникнення аварії з відключенням значної частини електроспоживачів з фінансовими та екологічними наслідками, насамперед міста Черкаси, Черкаського, Смілянського, Городищенського, Корсунь-Шевченківського, Кам'янського,



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Шполянського районів області. На території області розташоване ПАТ «Азот» із потужністю споживання 100-120 МВт, перерва в електропостачанні якого призведе до загрози екологічної катастрофи та жертв серед населення. При втраті зв'язку енерговузла з енергосистемою по мережі 330 кВ, що може статися при аварійному відключенні ПЛ 330 кВ Канівська ГЕС - Поляна в режимі ремонту ПЛ 330 кВ Кременчуцька ГЕС - Черкаська, для запобігання повного знеструмлення енерговузла необхідно буде застосувати примусове аварійне відключення споживачів на величину до 300 МВт в осінньо-зимовий період та до 200 МВт - в літній. При застосуванні графіків примусового відключення буде знеструмлено до 60 відсотків споживачів комунально-побутового та промислового секторів Черкаської області. При ремонтно-аварійному відключенні ПЛ 330 кВ Канівська ГАЕС - Поляна і ПЛ 330 кВ Кременчуцька ГЕС - Черкаська транзит повітряної лінії 330 кВ від ПС 330 кВ Побужжя до ПС 330 кВ Тальне завантажується на 474 МВт в максимум зими 2025 року, транзит ПЛ 330 кВ від ПС 330 кВ Тальне до ПС 330 кВ Поляна - на 320 МВт.

Водночас, електропостачання Уманського енерговузла (Христинівський, Тальнівський, Маньківський, Монастирищенський та Жашківський райони Черкаської області) здійснюється на класі напруги 150 кВ двома лініями від ПС 330/150 кВ «Побузька» (Дніпровська ЕС). Відсутність інших джерел на класі напруги 150 кВ обмежують розвиток інфраструктури цієї частини Черкаської області рівнем пропускної здатності зазначених ліній 150 кВ від ПС 330/150 кВ «Побузька».

Відповідно до «Програми розвитку гідроенергетики на період до 2026 року» (схвалена розпорядженням КМУ від 13.07.2016 р. № 552-р), заплановано будівництво Канівської ГАЕС (с. Бучак Канівського району Черкаської області) встановленою потужністю - 4 ГА по 250 МВт, проєкт та титул будови «Будівництво Канівської ГАЕС» затверджений розпорядженням КМУ від 11.12.2013 р. № 1050-р. З метою видачі/прийому потужності Канівської ГАЕС необхідне будівництво мереж системи передачі, а саме:

- будівництво транзиту повітряної лінії 330 кВ Побужжя - Тальне - Поляна з підстанцією 330 кВ «Тальне»;
- заходи ПЛ 330 кВ Канівська ГЕС – Поляна на РП 330 кВ Канівської ГАЕС;
- ПЛ 330 кВ Канівська ГАЕС – Білоцерківська;
- ПЛ 330 кВ Канівська ГАЕС – Тальне.

Враховуючи зазначене, для підвищення надійності електрозабезпечення існуючих та можливості приєднання перспективних споживачів до електричних мереж Черкаського енерговузла, а також видачі/прийому потужності Канівської ГАЕС, необхідне спорудження ще одного зв'язку 330 кВ, а саме ПЛ 330 кВ Побужжя - Тальне – Поляна. Реалізація зазначеного заходу забезпечить стійкий потенціал розвитку Черкаського та Побузького енерговузлів.

Основні технічні заходи будівництва ПС 330 кВ «Тальне»:

1. Встановлення на першому етапі двох силових автотрансформаторів (АТ-1, АТ-2) на номінальну напругу 330/110/35 кВ потужністю по 250 МВА;
2. Улаштування РП 330 кВ за схемою «трансформатор-шини з приєднанням ліній електропередавання через два вимикачі»;
3. Улаштування РП 110 кВ – «дві робочі, системи шин без обхідної» з підключенням шести ЛЕП 150 кВ.
4. Улаштування РП 35кВ – для організації власних потреб та приєднання ТВП 35/0,4 кВ.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Після будівництва нової ПС 330 кВ «Тальне» для надійного живлення Уманського енерговузла необхідна організація нових зв'язків з мережами ОСР. Остаточні технічні рішення будуть визначені ТЕО, що заплановано завершити в кінці 2020 року.

Для приєднання ПЛ 330 кВ «Тальне» на ПС 330 кВ «Поляна» необхідно виконати реконструкцію РП 330 кВ шляхом встановлення однієї лінійної комірки 330 кВ.

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2016-2024	1 833 333	Пункт 1.5.

5.3.1.6 Будівництво заходів ПЛ 330 кВ Канівська ГЕС - Поляна, ПЛ 330 кВ Канівська ГАЕС - Білоцерківська та Канівська ГАЕС - Тальне

Відповідно до схваленої розпорядженням Кабінету Міністрів України від 13 липня 2016 року №552-р «Програми розвитку гідроенергетики на період до 2026 року», пуск першого гідроагрегату Канівської ГАЕС заплановано на 2020 рік, другого – 2021 рік, третього – 2022 рік і четвертого – 2023 рік, потужністю кожен по 250 МВт. Однак, станом на початок 2020 року будівництво Канівської ГАЕС не розпочато. Також, проект та титул будови «Будівництво Канівської ГАЕС» затверджений розпорядженням КМУ від 11.12.2013 р. № 1050-р. З метою видачі/прийому потужності Канівської ГАЕС необхідне будівництво мереж системи передачі, а саме:

- будівництво транзиту повітряної лінії 330 кВ Побужжя - Тальне - Поляна з підстанцією 330 кВ «Тальне»;
- заходи ПЛ 330 кВ Канівська ГЕС – Поляна на РП 330 кВ Канівської ГАЕС;
- ПЛ 330 кВ Канівська ГАЕС – Білоцерківська;
- ПЛ 330 кВ Канівська ГАЕС – Тальне.

Дане мережеве будівництво визначено до реалізації відповідним ТЕО видачі 1000 МВт потужності Канівської ГАЕС. Проведені НЕК «Укренерго» режимні розрахунки виконанні у ході формування даного Плану розвитку підтверджують доцільність та необхідність запропонованої схеми видачі потужності Канівської ГАЕС 1000 МВт. Всі параметри роботи системи передачі знаходяться в межах норми, а також забезпечується критерій N-1.

При цьому, реалізація проекту за потреби буде пришвидшена, за умови початку будівництва Канівської ГАЕС.

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2022-2028	1 557 000	Пункт 1.6.

5.3.1.7 Будівництво КЛ 330 кВ Західна - Нивки з реконструкцією ПС 330 кВ «Нивки»

Підстанція була введена в роботу в 1958 році. Обладнання підстанції фізично зношене і потребує поступової заміни. На ПС встановлено АТ-1, АТ-2 типу АТДЦТН-200000/330/110/35 (1986 та 1987 рр. виготовлення).



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Існуюча схема приєднання ПС 330 кВ «Нивки» не відповідає положенням чинних нормативних документів оскільки ПС 330 кВ «Нивки» підключена однією ПЛ 330 кВ Нивки – Новокиївська (не відповідає вимогам п. 12.6 СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014 «Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище»). Ситуація додатково ускладнюється тим, що конфігурація існуючої транзитної мережі 110 кВ не забезпечує надійного електропостачання споживачів району в умовах відключення зазначеної лінії 330 кВ.

Так, на даний час аварійне відключення ПЛ 330 кВ Нивки – Новокиївська під час проходження осінньо-зимового максимуму навантаження може приводити до обмеження споживання енерговузла на величину до 100 МВт з метою недопущення перевантаження мережі 110 кВ та автотрансформаторних зв'язків 330/110 кВ ПС 330 кВ «Північна». Існуючі можливості щодо забезпечення допустимих рівнів завантаження елементів мережі досягаються за рахунок роботи Київських ГЕС та ГАЕС, які обмежені за часом роботи (4-5 годин на добу) та встановленою потужністю. Роботою «Коригування схеми перспективного розвитку Центральної ЕС на період до 2010 року з перспективою до 2015 року» була підтверджена необхідність будівництва ПЛ 330 кВ Нивки – Західна. Роботою «Підвищення надійності електропостачання центральної та західної частин м. Києва. «Спорудження лінії 330 кВ Західна – Нивки з реконструкцією ВРП 330 кВ ПС «Нивки» було запропоновано ряд варіантів будівництва ЛЕП 330 кВ, а саме два варіанти прокладання кабельної лінії 330 кВ в траншеї та один варіант прокладання кабельної лінії в тунелі на глибині 40 – 60 метрів. Варіант будівництва лінії в повітряному виконанні не потрапив в «короткий список» з наступних причин:

- фізична неможливість виходу з ПС «Нивки» нової лінії в повітряному виконанні, в тому числі при виконанні ПЛ 330 кВ Новокиївська – Нивки дволанцюговою, через щільну міську забудову (ПС 330 кВ «Нивки» розташована в межах міста Києва) та наявні обмеження будівництва мереж в повітряному виконанні;
- повітряна лінія обов'язково проходитиме територію Святошинського лісопаркового господарства і вимагатиме вирубки просіки довжиною 6 км, виділення в постійне користування 0,5 га землі та накладання обмеження на користування 36 га землі. В даному випадку вирубці підлягає лісовий фонд вказаного лісопаркового господарства, дозвіл на яку відповідно до розпорядження КМУ № 610-р можливо отримати лише за відсутності альтернативних варіантів проходження лінії 330 кВ та за рішенням КМУ.

Передпроектна робота «Підвищення надійності електропостачання Центральної та Західної частини м. Києва «Спорудження ЛЕП 330 кВ Західна – Нивки з реконструкцією ВРП 330 кВ ПС «Нивки» виконана ТОВ НТПЦ «Київенергомережпроект» на основі завдання на проектування на замовлення Центральної ЕС в 2013 році.

Мета передпроектної роботи є дослідження питання підвищення надійності електропостачання Центральної та Західної частин м. Києва шляхом спорудження ЛЕП 330 кВ Західна – Нивки та реконструкції ВРП 330 кВ на ПС «Нивки».

За результатами розробки ТЕО можливості будівництва, технічно було визначено доцільність реалізації кабельної лінії 330 кВ довжиною близько 11 км. Таке рішення пояснюється щільністю забудови міста Київ та неможливістю будівництва повітряної лінії класу напруги 330 кВ. Після розробки та затвердження ТЕО будівництва буде визначено його вартість та джерела фінансування.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2027 - не визначено	не визначено	відсутнє

5.3.1.8 Будівництво ПС 330 кВ «Східна» з заходами ПЛ 330 кВ Київська ТЕЦ-5 – Броварська

В період до 2025 року у південно-східній частині міста Києва очікується значний приріст споживання, що потребує прийняття невідкладних рішень з реконструкції існуючої мережі та будівництва нових ліній і підстанцій напругою 110, 330 кВ.

Для комплексного вирішення питання надійного живлення споживачів Лівобережної частини м. Києва та Бориспільського, Броварського району Київської області вже сьогодні постала нагальна потреба в будівництві нового, потужного джерела живлення.

В затвердженій роботі «Схема перспективного розвитку Центральної ЕС на період до 2010 року з перспективою до 2015 року», а також в «Коригуванні схеми перспективного розвитку Центральної ЕС на період до 2010 року з перспективою до 2015 року» та «Коригуванні Схеми перспективного розвитку ОЕС України на період до 2010 року з перспективою до 2015 року», одним з основних напрямків розвитку електричних мереж м. Києва визначено будівництво ПС 330/110 кВ "Східна" із заходами ПЛ 330 кВ ТЕЦ-5 – Броварська.

В схемах перспективного розвитку Київенерго та Київобленерго, ПС 330/110 кВ «Східна» також розглядається як основне джерело живлення перспективних навантажень у Східній частині м. Києва та області.

Для забезпечення надійного живлення існуючих та перспективних споживачів Лівобережної частини м. Києва та Бориспільського і Броварського районів Київської області необхідно вирішувати питання будівництва нового потужного джерела живлення, а саме: ПС 330/110 кВ «Східна» із заходами ПЛ 330 кВ Київська ТЕЦ-5 – Броварська, а також будівництво в перспективі ПЛ 330 кВ Східна-Трипільська ТЕС.

Передумови для будівництва:

1. Дефіцит «внутрішньої генерації» Центральної ЕС.
2. Значні темпи приросту споживання Київського енерговузла.
3. Необхідність збільшення пропускної здатності перерізу Центральна ЕС-Київ (шляхом спорудження в перспективі ПЛ 330 кВ Східна-Трипільська ТЕС).
4. Підвищення надійності живлення споживачів Лівобережної частини м. Києва та Бориспільського і Броварського районів Київської області.

Згідно проведених НЕК «Укренерго» режимних розрахунків на максимум зими 2023 року, при аварійному відключенні ПЛ 330 кВ Східна - Бровари завантаження ПЛ 330 кВ Новокиївська - ТЕЦ-5 сягає 475 МВт, що становить 102 % від тривало допустимого навантаження лінії. При ремонтно-аварійному відключенні ПЛ 330 кВ Східна – Бровари і ПЛ 330 кВ Новокиївська – ТЕЦ-5 сумарне завантаження трьох АТ на ПС 330 кВ Новокиївська складає 757 МВт, що становить 127 % від номінальної потужності АТ.

Основні технічні заходи:

- встановлення на першому етапі двох силових автотрансформаторів (АТ-1, АТ-2) на номінальну напругу 330/110/35 кВ потужністю по 200 МВА;



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

- Улаштування РП 330 кВ, схема «полуторна»;
- Улаштування РП 110 кВ, схема «дві робочі, секціоновані секції шин без шиноз'єднувальних вимикачів з підключенням автотрансформаторів через два вимикачі» для приєднання десяти ЛЕП 110 кВ та двох автотрансформаторів;
- Улаштування РП 35 кВ для організації власних потреб та приєднання ТВП 35/0,4 кВ.

Після будівництва нової ПС 330 кВ «Східна» для надійного живлення Східної частини м. Києва та області необхідна організація нових зв'язків:

1. Транзит 110 кВ Східна – ТЕЦ-5 (ЛЕП 110 кВ Лугова, Вирлиця).
2. Транзит 110 кВ Східна – ТЕЦ-5/ДТЕЦ (КЛ 110 кВ Бортничі).
3. Транзит 110 кВ Східна – ДТЕЦ (КЛ 110 кВ Ново-Дарницька).
4. Транзит 110 кВ Східна – Броварська (Теплична 1,2).

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2017-2023	1 083 333	1.7

5.3.1.9 Будівництво двокової ПЛ 330 кВ Хмельницька АЕС – Лісова - Київська

Необхідність реалізації диктується забезпеченням видачі потужності ХАЕС при вводі блоків №3 та №4. Обсяги будівництва: ПЛ 330 кВ протяжністю близько 180 км. Необхідність будівництва визначена науково-дослідною роботою «Схема розвитку електричних мереж ОЕС України у зв'язку з введенням в роботу енергоблоків №3 та №4 Хмельницької АЕС». Схемні рішення, що визначені в даній роботі, затверджені Науково-технічною радою НЕК «Укренерго» (Протокол №02-2012 від 29.02.2012), а також Протоколом наради (Міненерговугілля України від 30.01.2012) з питань будівництва енергоблоків №3 та №4 Хмельницької АЕС.

Наразі за офіційною інформацією, ДП НАЕК «Енергоатом» призупиняє реалізацію проєкту добудови блоків №3 та №4 ХАЕС у зв'язку з відсутністю фінансування.

При цьому, у разі відновлення проєкту, необхідне, для видачі потужності третього та четвертого енергоблоків Хмельницької АЕС, електромережеве будівництво зі строками будівництва буде розглянуто в наступних Планах розвитку для синхронізації вводу в експлуатацію блоків та електромереж.

Згідно проведених НЕК «Укренерго» режимних розрахунків під час виконання даного Плану розвитку, запропоновані роботою «Схема розвитку електричних мереж ОЕС України у зв'язку з введенням в роботу енергоблоків №3 та №4 Хмельницької АЕС» не втрати актуальності. При цьому, з урахуванням реалізованих рішень щодо розвитку системи передачі, систем розподілу, введення виведення з експлуатації генеруючих потужностей, у разі офіційної інформації від ДП НАЕК «Енергоатом» щодо початку реалізації проєкту добудови блоків №3 та №4 ХАЕС, НЕК «Укренерго» проведе комплексні розрахунки щодо перевірки технічних рішень видачі потужності даних блоків АЕС.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
Не визначено	Не визначено	відсутнє

5.3.1.10 Будівництво ПС 330 кВ «Новоград-Волинська» із заходами ПЛ 330 кВ Хмельницька АЕС-Лісова

Забезпечення електропостачання Новоград-Волинського енерговузла, при умові динамічної розбудови промислово-логістичного центру поблизу м. Новоград-Волинський, як передбачається місцевою адміністрацією. Обсяги будівництва: АТ 330/110 кВ (2х125) МВА, ПЛ 330 кВ 2х10 км. Буде розпочато проектування після запуску проекту будівництва двокової ПЛ 330 кВ Хмельницька АЕС – Лісова – Київська (пункт 5.3.1.9 даного розділу).

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
Не визначено	Не визначено	відсутнє

5.3.1.11 Реконструкція ПС 330 кВ «Лісова», за програмою «Модернізація мережі передачі Укренерго, за підтримки ЄБРР»

Деяке обладнання підстанції відпрацювало понад 40 років. Знаходиться у задовільному стані.

Назва обладнання	Тип обладнання	Кількість шт.	Рік виготовлення
Автотрансформатори	АТ-1 АТДЦТН-200000/330/110/10	1	1976
	АТ-2 АТДЦТН-200000/330/110/10	1	1980
Вимикачі	ВВ-330Б	4	1976*
	У-110-2000-40У1	4	1976 – 1980*
	МКП-110М	10	1976 – 1986*
	Всього	14	1976 – 1986*
Трансформатори напруги	НКФ-330-У1	3	1976*
	НКГ-330-ІІ-ІУ1	3	2011
	НКФ-110	6	1976 – 1994*
Трансформатори струму	ТФУМ-330 2000/1	11	1985 – 1997*
	ТФКН-330 2000/1	1	1992 – 1997*
	Всього	12	1985 – 1997*

* - дата введення в експлуатацію

На підстанції встановлено три ТВП. ТВП-1 і ТВП-2 типу ТМ-630/10 встановлені біля будівлі ЗПУ ПС (зовні) і живляться відповідно від РП-10 кВ АТ-1 і АТ-2. ТВП-3 типу ТМ-400/10 встановлений в КТП 10/0,4 кВ, яка розташована на території ВРП-110 кВ, є резервним і живиться від мережі Житомиробленерго по кабельно-повітряній лінії 10 кВ - Дачна. ЩВП виконаний по двосекційній схемі з ввідними автоматичними вимикачами типу ВА-55-41 з АВР 0,4 кВ на секційному автоматичному вимикачі типу ВА-55-41. В нормальному режимі I та II секції шин 0,4 кВ живляться від ТВП-1 і ТВП-2 відповідно. В разі виводу в ремонт ТВП-1 або ТВП-2, живлення I або II секцій шин 0,4 кВ ЩВП



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

здійснюється через секційний автоматичний вимикач. Резервне живлення I або II секцій шин ЩВП передбачено від ТВП-3 через ввідний автоматичний вимикач типу А3792.5УЗ, АВР 0,4 кВ не передбачено.

Необхідно виконати заміну обладнання ВРП-330 та 110 кВ та їх будівельної частини. Крім цього необхідно виконати будівництво внутрішньо-підстанційних доріг, а також будівництво маслозбірника АТ-1, АТ-2.

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.2.12 табл. 5.4.1.

5.3.1.12 Реконструкція ПС 330 кВ «Новокиївська», за програмою «Другий проект з передачі електроенергії, за підтримки МБРР»

ПС 330 кВ Новокиївська побудована у 1964 році.

Обладнання підстанції	Тип обладнання	Кількість	Рік виготовлення	Потребує заміни (реконструкції) за технічними параметрами	
				Диспетчерське найменування	Причина
Автотрансформатори	АТ-1 АТДЦТН 200000/330/115/10,5	1	1982	АТ-1	
	АТ-2 АТДЦТН-200000/330/115/10,5		1984	АТ-2	
Вимикачі	SIEMENS 3AP2F1 363	6	2005-2012		
	LTV 420 E2 ABB	3	2002-2011		
	LTV-123 D1/B	4	2015		
	LTV 145 D1/B ABB	2	2002		
	3AP1FG-145 Siemens	7	2005-2011		
	120 SFM-32B 3150 40	2	2012		
Трансформатор напруги	SVS-362/8, SVS-362/5 Trench	6	2006-2008		
	НКФ-110	3	1963	ТН-110 3шт.	Потребують заміни через фізичний знос і моральне старіння. (1963р.)
НОГ-110	4	2011			
Трансформатори струму	TG420 ABB	6	2010		
	ТОГ330-II-I	3	2011		
	SAS-362 2000/5	3	2013		
	ТФУМ-330-2000/5	15	1981-2004	ТС-330 В-330 ТЕЦ-5 ф.А	Через підвищений газовміст (1981р.)
	ТРН-330/2000/5	3	1974		Вичерпання ресурсу
	ТОГ-110-II-III/1500	5	2005-2008		



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Обладнання підстанції	Тип обладнання	Кількість	Рік виготовлення	Потребує заміни (реконструкції) за технічними параметрами	
				Диспетчерське найменування	Причина
	ТГФМ-110	6	2009		
	ТФНД-110	12	1964-1972		Потребує заміни через вичерпання експлуатаційного ресурсу
	TAG-123	3	2011		
	ТФЗМ-110	19	1986-2005		
Розрядники	ОПН-330:				
	3EL2 268-3PM42-4NE2 SIEMENS	12	2008-2010		
	ОПН-110:				
	ОПНп-110/82/10/3 УХЛ1	3	2010		
	3EQ1 107-1P1-4NE1 SIEMENS	6	2007		
	3EL2 102-2PJ31-4NA2 SIEMENS	3	2011		
Пристрої РЗА				ПЛ 330 кВ ТпТЕС-1, ТпТЕС-2	Заміна постів ВЧТО

ВРП 330 кВ у складі:

Схема ВРП-330 не типова для ПС вищою напругою 330 кВ - дві робочі та обхідна системи шин.

ВРП -330 налічує 12 комірок, з них: 5 лінійних, 2 - трансформаторні, 2 – шинні апарати ОСШ-330, I та II с. ш. 330 кВ, комірки ОВ-330 та ШЗВ-330, 1 – резерв.

Вимикачі - 9 елегазових вимикачів.

Роз'єднувачі - 36 шт з них:

32 роз'єднувача 1964 р. в. на яких виконана повна заміна опорної ізоляції.

Поступово виконується заміна приводів на роз'єднувачах.

Планується будівництво КРПЕ – 330 по проєкту ППЕ-2, установка АТ-3 та заміна АТ-2.

ВРП 110 кВ у складі:

Схема ВРП – 110 типова №110-7 - згідно ПУЕ 2008.

ВРП-110 налічує 18 комірок, з них: 11 лінійних, 2 – трансформаторні, 1 – шинні апарати I та II с.ш. 110 кВ, комірки ОВ-110 та ШЗВ -110, 2 – резерв.

Вимикачі - 17 шт. елегазових;

Роз'єднувачі - 67 шт. з них 8 нових, введені в експлуатацію в 2016 році, а 59 шт. на яких необхідно продовжити заміну опорно-стрижневої ізоляції типу СТ-110, УСТ-110 та ОНС-110.

В кінці 2014 року було розпочато роботи по секціонуванню ВРП-110 та підключення КЛ-110 Чабани-1,2 ПАТ «Київобленерго». Ці роботи призупинено по рішенням НЕК «Укренерго» в зв'язку з перспективою будівництва КРПЕ – 110 за проєктом ППЕ-2.

В 2016 році виконано заміну 4-х повітряних вимикачів на елегазові приєднань АТ-1, АТ-2; Тарасівка-1 та Дніпровська.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Введено в експлуатацію нове обладнання:

- комірки 16 Чабани (елегазовий вимикач, роз'єднувач I с.ш. 110 кВ, II с.ш. 110 кВ, лінійний, обхідний);
- комірки 24 АТ-3 (елегазовий вимикач, роз'єднувач I с.ш. 110 кВ, II с.ш. 110 кВ, лінійний, трансформаторний);
- комірки 16 ТН-110-I (роз'єднувач I с.ш. 110 кВ, ОПН-110 I с.ш.).

Більша частина з/б стійок ВРП-110 за тривалий час експлуатації, з 1964 року, потребує заміни, металеві портали – фарбування.

На ПС пожежогасіння виконано по тимчасовій схемі. Насосне обладнання та автоматика пожежогасіння розміщено в приміщенні КРУ-10 кВ. Резервуарами для протипожежного запасу води служать два відкритих бризгальних басейни, що використовувались раніше для охолодження демонтованих синхронних компенсаторів.

Проблемні питання

Деяке обладнання працює понад 50 років (окрім вимикачів 110-330 кВ та частково ТС, ТН 110-330 кВ), вичерпало свій ресурс, фізично зношене та не забезпечує достатню надійність енергопостачання споживачів.

Необхідно виконати заміну АТ-2 типу АТДЦТН-200000/330/110/10 (1984 рік виготовлення та введення в експлуатацію). Згідно висновку експертизи ДП «Вінницький ЕТЦ» автотрансформатор знаходиться в незадовільному технічному стані та підлягає заміні.

Необхідно виконати реконструкцію ВРП-330 кВ та ВРП-110 кВ з переведенням їх в КРПЕ-330 кВ та КРПЕ-110 кВ. Роботи розпочаті у 2018 році.

Необхідно виконати заміну обладнання, що відпрацювало свій ресурс:

- ТН-110-II;
- ТС-110 - 1960 років випуску.
- В-10 типу ВМГ-133 – 11 шт.
- ДГК-10-I та ДГК-10-II.
- Автоматичні вимикачі ЩВП частково.

На ПС відсутнє резервування власних потреб від незалежного джерела живлення (ТВП-3);

- потребує реконструкції система пожежогасіння ПС;
- відсутній біозахист на ВРП-330;
- потребують заміни опорні ізолятори та привода на Р-110;
- необхідно закінчити заміну підвісної фарфорової ізоляції II с.ш. 110 кВ та ШМ-110 кВ АТ-1,2 на ВРП-110;
- потребує секціонування ВРП-330 кВ, або перехід на полуторну схему;
- потребує секціонування ВРП-110 кВ.

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.4.1 табл. 5.4.1.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

5.3.1.13 Реконструкція ПС «Житомирська», за програмою «Другий проєкт з передачі електроенергії, за підтримки МБРР»

ПС 330 кВ «Житомирська» споруджена в 1958 році. Декотре обладнання працює понад 55 років, вичерпало свій ресурс, фізично зношене та не забезпечує достатню надійність енергопостачання споживачів.

Назва обладнання	Тип обладнання	Кількість шт.	Рік виготовлення
Автотрансформатори	АТ-1 АТДТН-200000/330/110/35	1	2009р
	АТ-2 АТДЦТН-200000/330/110/35	1	1985р
	АТ-3 АТДЦТН-200000/330/110/10	1	1990р
Вимикачі	LTV420E2	1	2012*
	ВВ-330Б	6	1969 – 1994*
	LTV420E2	1	2013*
	Всього	8	1969 – 2013*
	ВВН-110/6	10	1969 – 1973*
	ВВШ-110	2	1969 – 1970*
	ВВБМ-110	6	1994 – 2002*
	120-SFM-32В	1	2012*
	ЗАР1FG-126	1	2013
	Всього	20	1969 – 2013*
	Трансформатори напруги	НКФ-330	12
НКГ-330-II-IУ1		1	2012
НКФ-110		11	1994*
Трансформатори струму	ТФУМ-330 2000/1	12	1996 – 1997*
	SAS-362	6	2013
	ТФРМ-330 2000/1	7	1992 – 1994*
	ТФКН-330 2000/1	2	1977 – 1978*
	Всього	24	1969 – 2002*
	ТФЗМ-110 2000/5	57	1994 – 2002*
	ТФЗМ-150 2000/5	11	1994 – 2002*
	ТФНД-110-2000/5	6	1969 – 1970*
	ТФНД-110-600/5	18	1969 – 1973*
	TG – 145 – 2000/5	6	2008 - 2009
	J-110-3S	1	1969 - 1970
Всього	99	1969 – 2009*	

* - дата введення в експлуатацію.

На підстанції встановлено три ТВП. ТВП-1 і ТВП-2 типу ТМ-630/10 встановлені в будівлі ЗПУ ПС і живляться відповідно від I і II секції шин РП-10 кВ. ТВП-3 типу ТМ -630/10 встановлений біля КРУН – 10 кВ, є резервним і живиться від обмотки 10 кВ АТ-3. ЩВП виконаний по двосекційній схемі з ввідними автоматичними вимикачами типу ВА-55-41 з АВР-0,4 кВ на секційному автоматичному вимикачі типу ВА-55-41. В нормальному режимі I і II секції шин 0,4 кВ живляться від ТВП-1 і ТВП-2 відповідно. В разі виводу в ремонт ТВП-1 або ТВП-2 живлення I або II секції шин 0,4 кВ ЩВП здійснює



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

ТВП-3 через ввідний автоматичний вимикач типу NT10Н1. При живленні I або II секції шин ЩВП від ТВП-3 АВР-0,4 кВ не передбачено.

ВРП-35 кВ виконаний по схемі одна робоча секціонована вимикачем система шин (шифр 35-5 по ПУЕ:2008 глава 4.2). I і II секції шин 35 кВ живляться від обмоток НН АТ-1 і АТ-2 відповідно. Від I і II секцій шин ВРП-35 кВ живляться відповідно Т-1 і Т-2 типу ТДНС-16000/35. До II сек. шин приєднана ПЛ-35 кВ «Дубовець» для резерву власних потреб.

ВРП-35 кВ обладнаний:

- вимикачами 35 кВ типу ВР-35 НС - 6 шт.
- трансформаторами напруги 35 кВ типу ЗНОМ-35- 6 шт.
- трансформаторами струму 35 кВ типу ТОЛ 35 600/5 - 5 шт., типу ТОЛ 35 2000/5 - 6 шт., типу ТФНД 2000/5 - 3 шт., типу ТФНД 600/5 - 3 шт.

РП-10 кВ ПС виконаний по схемі одна секціонована вимикачем система шин. I секція шин 10 кВ виконана комірками типу КРУ і знаходиться в приміщенні. II сек. шин 10 кВ з секційним вимикачем виконана комірками типу КРУЗ. I і II секції 10 кВ живляться від Т-1 і Т-2 відповідно. РП-10 АТ-3 живить ТВП-3 і не має електричного зв'язку з РП-10 кВ ПС.

РП-10 кВ обладнаний:

- вимикачі 10 кВ – 28 шт., з них масляних типу: ВМГ-133-II - 2шт., ВМП-10 - 3 шт., ВМППЕ-10 - 4 шт.; вакуумних типу: ВБТЕ-М-10-630 - 4 шт., ВР-1-10-20/630 – 7 шт., ВР-2-10-31,5/2000 – 3шт., ВВ/TEL-10/20-630 - 4шт.
- трансформатори напруги 10 кВ - 5 шт., з них типу НТМИ-10 - 2шт., типу ЗНОЛ-06-09 - 3 шт.
- трансформатори струму 10 кВ - 58 шт., з них типу ТПЛ-10 400/5 – 28 шт., типу ТПЛ-10 300/5 – 14 шт., ТОЛ-10 – 2 шт., типу ТПЛН-300/5 – 4 шт., типу ТПОЛ-10 1500/5 – 8 шт., типу ТК-20-1000/5 – 2 шт.

Вимикачі ВМГ-133-II, ВМП-10, ВМППЕ-10 - фізично зношені і морально застарілі, і потребують заміни. Необхідно виконати реконструкцію ВРП-330кВ та ВРП-110кВ з переведенням їх в КРПЕ-330кВ та КРПЕ-110кВ.

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.4.3 табл. 5.4.1.

5.3.1.14 Реконструкція ПС 330 кВ «Черкаська», за програмою «Другий проєкт з передачі електроенергії, за підтримки МБРР»

ПС 330 кВ «Черкаська» споруджена у 1961 році. Декотре обладнання працює понад 50 років, вичерпало свій ресурс, фізично зношене та не забезпечує достатню надійність енергопостачання споживачів. Підстанція потребує реконструкції.

На підстанції встановлено три ТВП типу ТСЗЛУ-400/10. ТВП-1,2,3 живляться відповідно від I, II, III секції шин 10 кВ КРУ-10 кВ. ТВП у задовільному стані.

ЩВП виконаний по двосекційній схемі. I та II секції шин 0,4 кВ живляться від ТВП-1 і ТВП-3 відповідно. АВР I, II секції шин здійснюється від ТВП-2 вмиканням автоматів АВ-0,4-I (II) ТВП-2. Після роботи АВР відновлення схеми проводиться вручну.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Обладнання підстанції	Тип обладнання	Кількість шт.	Рік виготовлення	Потребує заміни (реконструкції) за технічними параметрами	
				Диспетчерське найменування	Причина
Автотрансформатори	АТ-2 АТДЦТН 125000/330/115/11	1	1991		
	АТ-3 АТДЦТН-125000/330/115/11	1	1988		
Вимикачі	ЗАР2F1- 420 KV	1	2012		
	ВВ-330Б	1	1975		
	ЗАР2F1- 363 KV	1	2008		
	LTV-420 E2 ABB	1	2011		
Трансформатори напруги	НКГ 362 II-II У1	3	2015		
	SVS 363/5 330 kV	3	2008		
	НКФ-110	3	1993		
	TVI 123 (ABB)	3	2015		
Трансформатори струму	ТФКН-330 – 2000/1	5	1970		
	ТФРМ-330	1	1970		
	SAS-362	6	2012		
	ТФЗМ-110 – Б - 4	3	2005		
	ТФНД-110/1000/1	27	1970		
	ТГФМ- 110- 11-У11000-2000У5	3	2005		
Розрядники	РВМГ-330	3	1970		
Обмежувачі перенапруги	ОПН-330	3	2007		
	ОПН-110	15	2006-2010		

РП-10 кВ ПС виконано по схемі трьохсекційній з секційними вимикачами:

- вимикачі 10 кВ – 9 шт. (ВР1-10-20/630 У2);
- трансформатори напруги 10 кВ - 3 шт. (3хIVS1-1.1.1);
- обмежувачі перенапруги – 13 шт.;
- трансформатори струму 10 кВ - 13 шт. (ТПОЛУ10-2.2П-Г2).

Необхідно виконати реконструкцію ВРП-330 кВ з заміною повітряного вимикача та роз'єднувачів 330 кВ, їх будівельної частини та порталів ошиновки, а також ВРП-110 кВ з будівництвом КРПЕ-110 кВ.

В 2019 році закінчено реконструкцію ЗРУ-10 кВ.

Протягом 2019 року виконана заміна:

- ТВП-3 типу ТМ-400/10/0,4 на тип ТСЗЛУ-400/10/0,4 ;
- ТН-10 кВ приєднання «ТН-10-III» типу НТМИ-10 на тип 3хIVS1-1.1.1;

У 2019 році було встановлено нове обладнання:

- В-10 кВ приєднання «В-10 ТВП-3» типу ВР1-10-20/630 У2;
- В-10 кВ приєднання «В-10 Резерв-1» типу ВР1-10-20/630 У2;
- В-10 кВ приєднання «В-10-III АТ-3» типу ВР3-10-40/3150 У2;



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

- ТС-10 кВ приєднання «ТС-10 В-10 ТВП-3» типу ТОЛУ-10-2.2П-Г2;
- ТС-10 кВ приєднання «ТС-10 В-10 Резерв» типу ТОЛУ-10-2.2П-Г2;
- ТС-10 кВ приєднання «ТС-10 В-10-III АТ-3» типу ТПОЛУ-10-1.4-Г4;
- ОПН-10 кВ приєднання «ОПН-10 РБ-10 АТ-3» типу ОПНп-10/11,5/10/550-04 УХЛ2;
- ОПН-10 кВ приєднання «ОПН-10 В-10 АТ-3» типу ОПНп-10/11,5/10/550-04 УХЛ2;
- ОПН-10 кВ приєднання «ОПН-10 В-10 ТВП-3» типу ОПНп-10/11,5/10/550-04 УХЛ2;
- ОПН-10 кВ приєднання «ОПН-10 Резерв» типу ОПНп-10/11,5/10/550-04 УХЛ2.

Необхідно виконати заміну В-330 кВ приєднання «В-330-2 Поляна» типу ВВ-330Б (1970 рік виготовлення та введення в експлуатацію) – морально застарілий, фізично зношений, відпрацював свій ресурс. Повний знос контактної системи. Заміна окремих вузлів та механізмів недоцільна.

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.4.4 табл. 5.4.1.

5.3.1.15 Реконструкція ПС 330 кВ «Славутич», за програмою «Другий проєкт з передачі електроенергії, за підтримки МБРР»

ПС 330 кВ «Славутич» споруджена в 1988 році. Обладнання знаходиться у задовільному стані.

Назва обладнання	Тип обладнання	Кількість, шт.	Рік виготовлення (рік введення в експлуатацію*)	Потребує заміни (реконструкції) за технічними параметрами	
				Диспетчерське найменування	Причина
Автотрансформатори	АТДЦТН-125000/330/110 У1	1	1987р. 1988р.*	АТ-1	
	АТДЦТН-125000/330/110 У1	1	1987р. 1988р.*	АТ-2	
Вимикачі	ВВ-330Б	4	1987р.*		
	ВМТ-110Б	11	1987р.*		
Трансформатори напруги	НКФ-330	6	1987р.*		
	НКФ-110-83 У1	7	1987р.*		
Трансформатори струму	ТФРМ-330Б-У1	11	1987р.*		
	ТФРМ-330Б-ІІУ1	1	1990р.		
	ТФЗМ-110-БІІІ-У1	33	1987р. 1988р.*		
	ТФЗМ-110-БІІІ	3	1990-1992		
Акумуляторні батареї	СК-288	1	1988-1999	АБ - зв'язку	
	СК-10	1	1988-2003	АБ - зв'язку	
	СК-10	1	1988-1999	АБ-основна	
Будівельна частина				ВРП-330, 110 кВ	Необхідно виконати заміну з/б плит



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Назва обладнання	Тип обладнання	Кількість, шт.	Рік виготовлення (рік введення в експлуатацію *)	Потребує заміни (реконструкції) за технічними параметрами	
				Диспетчерське найменування	Причина
					перекриття кабельних каналів – 25 п/м.

* - дата введення в експлуатацію.

На підстанції встановлено три ТВП: ТВП-1 і ТВП-2 типу ТМ-630/10, ТВП-3 типу ТМ-400/10. ТВП-1 і ТВП-2 живляться відповідно від ВРП-10 кВ АТ-1 і АТ-2. ТВП-3 є резервним і живиться від трансформаторного пункту, розташованого на території ПС, яке живиться від повітряної лінії 10 кВ Стройбаза - Бетонний завод. ЩВП виконаний по двосекційній схемі з АВР-0,4 кВ на секційному вимикачі. 1 та 2 секції шин живляться відповідно від ТВП-1 і ТВП-2. ТВП-3 може жити 2 секції шин ЩВП замість ТВП-2. При живленні 2 секції від ТВП-3. АВР-0,4 кВ ЩВП передбачено.

Необхідно виконати заміну акумуляторної батареї типу СК-10 (1988 рік вводу в експлуатацію, капітальний ремонт виконувався у 2003 році).

Необхідно виконати реконструкцію підстанції.

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.4.6 табл. 5.5.1.

5.3.1.16 Реконструкція ПС 330 кВ «Чернігівська», за програмою «Другий проєкт з передачі електроенергії, за підтримки МБРР»

ПС 330 кВ «Чернігівська» споруджена в 1980 році. Основне, обладнання відпрацювало понад 35 років. Фізично зношене та потребує поступової заміни.

Назва обладнання	Тип обладнання	Кількість шт.	Рік виготовлення (рік введення в експлуатацію *)	Потребує заміни (реконструкції) за технічними параметрами	
				Диспетчерське найменування	Причина
Автотрансформатори	АТДЦТН-125000/330/110У1	1	1979 1980*	АТ-1	
	АТДЦТН-125000/330/110-77 У1	1	1984 1984*	АТ-2	
Вимикачі	ВВ-330Б	6	1980- 1984*		
	ВВШ-110	9	1980*		



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

	ВВБМ-110Б	1	1984*		
	ВМТ-110Б	1	1989*		
	ЗАР1FG	1	2013		
Трансформатори напруги	НКФ-330-73 У1	8	1980-1988*		
	TEMP 362	1	2016		
	НКФ-110-57 У1	7	1980-1980		
Трансформатори струму	ТРН-330-01У1	6	1980-1981		
	ТФУМ-330А У1	3	1984-1988		
	TG-420	6	2011-2012*		
	SAS-362	3	2014-2014*		
	ТФНД-110-МІІ-У1	30	1980-1984		
	ТФЗМ-110-БІІІ-У1	3	1987-1989		
	ТФНД-110-БІІІ У1	3	1989-1989		
Акумуляторні батареї	TAG-123	3	2013		
	СК-10	1	1981-1999 2013	АБ - зв'язку	
	14 GroE 350	1		АБ-основна	
Будівельна частина				ВРП-110, 330 кВ	Необхідно виконати заміну з/б плит перекриття кабельних каналів – 25 п/м.

* - дата введення в експлуатацію.

На підстанції встановлено три ТВП: ТВП-2 і ТВП-1 типу ТМ-400/10, ТВП-3 типу ТТУ-315/10. ТВП-1 та ТВП-2 живляться відповідно від АТ-1 і АТ-2. ТВП-3 є резервним і живиться від ПЛ 10 кВ Осняки – Хмельниця. ЩВП виконаний по двосекційній схемі з АВР-0,4 кВ на секційному вимикачі. 1 та 2 секції шин живляться відповідно від ТВП-1 і ТВП-2. ТВП-3 може жити 2 секцію шин ЩВП замість ТВП-2. При живленні 2 секції від ТВП-3 АВР-0,4 кВ ЩВП передбачено.

Необхідно виконати заміну ТВП приєднання «ТВП-2». Трансформатор власних потреб типу ТМ-400/10 (1984 рік виготовлення та введення експлуатацію) має течі масла по зварним швам на баці, системі охолодження та на розширювачі трансформатора. Нечітке фіксування перемикаючого пристрою. Трансформатор власних потреб вичерпав свій ресурс;
Необхідно виконати реконструкцію підстанції.

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.4.6 табл. 5.4.1.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

5.3.1.17 Реконструкція ПС 330 кВ «Нивки», за програмою «Другий проєкт з передачі електроенергії, за підтримки МБРР»

ПС Нивки побудована у 1958 році. Декотре обладнання працює понад 50 років, вичерпало свій ресурс, фізично зношене та не забезпечує достатню надійність енергопостачання споживачів.

Обладнання підстанції	Тип обладнання	Кількість	Рік виготовлення	Потребує заміни (реконструкції) за технічними параметрами	
				Диспетчерське найменування	Причина
Автотрансформатори	АТ-1 АТДЦТН 200000/330/115/38,5	1	1986		
	АТ-2 АТДЦТН- 200000/330/115/38,5	1	1987		
Трансформатори	Т-1 ТДТН-40000/110/ 38,5/11	1	2014	Т-1	Заміна в 2014
	Т-2 ТДТН-40000/110/38,5/11	1	2006		
	Т-3 ТДТН-63000/110 У1	1	2011		
	Т-4 ТДТН -40000/110/38,5/11	1	2001		
Вимикачі	LTV 420 E2 ABB	2	2002-03		
	LTV 145 D1/B ABB	2	2002		
	3AQ1FG-145 Siemens	1	1995		
	3AP1FG-145 Siemens	8	2003-11		
	ВВШ-110 М-2000	2	1969-74		Вичерпання ресурсу.
	3AP1FG-126Siemens	2	2012		
	120 SFM-32B 3150 40	1	2012		
Трансформатори напруги	НКФ-М-330	3	2005		
	НКФ-110	7	1992		
Трансформатори струму:	SAS-362\5G	3	2008		
	TAG-123	9	2011		
	ТФУМ-330/500-2000/5	3	2001-07		
	ТФНД-110	6	1962-80		
	ТГФМ-110	3			
	ТФЗМ-110Б	26	1990-2006		
	ТФЗМ-110	7	1990		
	ТОГ-110	1	2008		
Розрядники	ABB PEXLIM Q276-ХН362	6	2001-02		
	ОПН-110	21	2012-14		
	РВС-110	3	1961-90		
Пристрої РЗА					Виконати заміну панелей захистів ОВ-110.

ВРП-330 кВ в складі:

- 2 елегазових вимикача;
- 3 роз'єднувача 1962 р.в.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

ВРП-110 кВ в складі:

Схема ВРП-110 типова №110-7 – згідно ПУЕ 2008

Вимикачі - 16 шт. з них:

- 2 шт. – повітряних ВВШ-110М-2000 ;
- 14 шт. – елегазових.

Роз'єднувачі - 61 шт. (замінені 1991-1992 р.р.)

У ВРП-110 кВ необхідно виконати:

- заміну повітряних вимикачів 110 кВ - 2 шт;
- заміну Р-110 типу РРУР-110 виробництва Болгарії – 9 шт;
- заміну металевих порталів 1957 р. будівництва;
- підлягають заміні ТС-110 80-х років випуску, РВС-110 - І на ОПН-110.

ВРП-35 кВ в складі:

Вимикачі - 15 шт. з них:

- 6 шт. – повітряних ВВУ-35А-40;
- 9 шт. – елегазових.

Роз'єднувачі - 49 шт.

На ВРП-35 кВ необхідно виконати :

- заміну повітряних вимикачів типу ВВУ-35А-40;
- заміну будівельної частини під Р-35 та ТС-35;
- фарбування порталів ВРП-35 кВ;
- часткову заміну роз'єднувачів 35 кВ.

У 2016 році виконано:

- заміну ЛР-35 Телецентр А/Артемівська;
- заміну повітряних В-35 Телецентр А /Артемівська, В-35 Телецентр Б/Львівська на елегазові;
- заміну масляних ТС-35 Телецентр А /Артемівська, ТС-35 Телецентр Б/Львівська на ТС з литою ізоляцією.

Проблемні питання

Підстанція має ненадійне живлення з боку 330 кВ по одній ПЛ-330 кВ (відсутнє друге джерело живлення ВРП-330 кВ), необхідно вирішити питання іншого джерела живлення ПС, будівництво ще однієї ПЛ - 330 кВ.

Необхідно виконати реконструкцію ВРП-330 кВ та ВРП-110 кВ з переведенням їх в КРПЕ-330 кВ та КРПЕ-110 кВ.

Протягом 2019 року виконано заміну:

- В-35 кВ приєднання «В-35 Лук'янівська-А» типу ВВУ-35Б-40-3150 У1 на тип ОНВ 40.25.32;
- В-35 кВ приєднання «В-35 Лук'янівська-Б» типу ВВУ-35Б-40-3150 У1 на тип ОНВ 40.25.32;
- В-35 кВ приєднання «В-35 Більшовик-А» типу ВВУ-35Б-40-2000 У1 на тип ОНВ 40.25.32;
- В-35 кВ приєднання «В-35 Більшовик-Б» типу ВВУ-35Б-40-2000 У1 на тип ОНВ 40.25.32;
- ТС-35 кВ приєднання «ТС-35 В-35 Лук'янівська-А» типу ТФЗМ-35Б-1 У1 – 3 шт. на тип ТРО 70.11;
- ТС-35 кВ приєднання «ТС-35 В-35 Лук'янівська-Б» типу ТОЛ-35 ІІІ-ІІ – 3 шт. на тип ТРО 70.11;
- ТС-35 кВ приєднання «ТС-35 В-35 Більшовик-А» типу ТФЗМ-35А – 3 шт. на тип ТРО 70.11;
- ТС-35 кВ приєднання «ТС-35 В-35 Більшовик-Б» типу ТФЗМ-35А – 3 шт. на тип ТРО 70.11;
- ТС-35 кВ приєднання «ТС-35 В-35 Т-1» типу ТОЛ-35 ІІІ-ІІ – 3 шт. на тип ТФЗМ-35Б;
- Р-35 кВ приєднання «ШР-35-І Лук'янівська-А» типу РЛНД-35 на тип СВЕ-Е36-1250;
- Р-35 кВ приєднання «ШР-35-ІІ Лук'янівська-А» типу РЛНД-35 на тип СВЕ-Е36-1250;
- Р-35 кВ приєднання «ЛР-35 Лук'янівська-А» типу РЛНДЗ-2-35 на тип СВЕ-ЕЕ36-1250;
- Р-35 кВ приєднання «ШР-35-І Лук'янівська-Б» типу РДЗ-35 на тип СВЕ-Е36-1250;
- Р-35 кВ приєднання «ШР-35-ІІ Лук'янівська-Б» типу РЛНД-35 на тип СВЕ-Е36-1250;



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

- Р-35 кВ приєднання «ЛР-35 Лук'янівська-Б» типу РЛНД-2-35 на тип СВЕ-ЕЕ36-1250;
- Р-35 кВ приєднання «ШР-35-I Більшовик-А» типу РДЗ-35 на тип СВЕ-Е36-1250;
- Р-35 кВ приєднання «ШР-35-II Більшовик-А» типу РДЗ-35 на тип СВЕ-Е36-1250;
- Р-35 кВ приєднання «ЛР-35 Більшовик-А» типу РДЗ-2-35 на тип СВЕ-ЕЕ36-1250;
- Р-35 кВ приєднання «ШР-35-I Більшовик-Б» типу РДЗ-35 на тип СВЕ-Е36-1250;
- Р-35 кВ приєднання «ШР-35-II Більшовик-Б» типу РДЗ-35 35 на тип СВЕ-Е36-1250;
- Р-35 кВ приєднання «ЛР-35 Більшовик-Б» типу РДЗ-2-35 на тип СВЕ-ЕЕ36-1250.

Необхідно виконати заміну порталів ошиновки ВРП-35 кВ, роз'єднувачів 35 кВ та їх будівельної частини крім приєднань заміненних у 2019 році. На роз'єднувачах в процесі експлуатації виявлено значні механічні зношення контактної системи роз'єднувача, деталей приводу роз'єднувача. Роз'єднувачі відпрацювали свій ресурс.

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.4.2 табл. 5.4.1.

5.3.1.18 Реконструкція ПС 330 кВ «Поляна», за програмою «Другий проект з передачі електроенергії, за підтримки МБРР»

Споруджена I черга у 1974 році, II черга у 1984 році. Декотре обладнання відпрацювало понад 40 років. Фізично зношене та потребує поступової заміни.

Необхідно виконати реконструкцію підстанції.

Обладнання підстанції	Тип обладнання	Кількість	Рік виготовлення	Потребує заміни (реконструкції) за технічними параметрами	
				Диспетчерське найменування	Причина
Автотрансформатори	АТ-1 АТДЦТН-200000/330/115/10,5	1	1985		
	АТ-2 АТДЦТН-200000/330/115/10,5	1	2018		
Вимикачі	ВВ-330Б	4	1974-1985		
	У-110-8-2000 А	8	1974-1987		
	У-110-2000-50	1	1974		
	У-110-2000-40У1	3	1984		
	ЗАР1FG-145	2	2008		
	ЗАР1FG-145	3	2010		
Трансформатори напруги	НКФ-330-У1	6	1973		
	НКФ-110	4	1974		
	НОГ-110-II-IУ1	3	2011		
Трансформатори струму:	ТФРМ-330Б 2000/1	11	1986-1994		
	ТРН – 330 – 0,1У1	1	1994		
	ТОГ – 110 – 2 – 3У	6	2008		
	ТФНД – 110 – 1000/5	3	2010		
	ТГФМ – 110 – У1 1000-	3	2010		



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

	2000/5				
	TAG – 123	6	2010		
Розрядники	PBMГ-330	6	1974-85		
	PBC-110	9	1974		
ОПН	BOWTHORNE	3	2011		
	TYCOELECTRONICS	3	2012		
Пристрої РЗА				ПС Поляна ПЛ-330 кВ Канів ГЕС	Заміна ТС-330 В-1,2 КанівГЕС на елегазові

На підстанції встановлено два ТВП типу ТМ-630/10 (ТВП-1 і ТВП-2). ТВП-1 і ТВП-2 живляться від КРУ-10 кВ АТ-1 і АТ-2 відповідно. В КРУ-10 кВ АТ-1 і АТ-2 встановлені вимикачі 10 кВ типу ВМПЕ-10/630 – 2 шт. і ВМП-10 К/600 – 3 шт.

Через фізичне зношення та моральне старіння комірок 10 кВ необхідно замінити їх на сучасні комірки з вакуумними вимикачами.

ЩВП виконаний по двосекційній схемі з АВР-0,4 кВ на секційному вимикачі. I та II секції живляться відповідно від ТВП-1 і ТВП-2.

У 2019 р. виконано заміну реактора типу РБ-10-400-0,35 У1 на РТСТ-10-400-0,35 УЗ.

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.4.9 табл. 5.4.1.

5.3.1.19 Реконструкція ПС 330 кВ «Броварська», за програмою «Будівництво ПЛ 750 кВ РАЕС – Київська, за підтримки ЄІБ»

ПС 330 кВ «Броварська» побудована у 1977 році.

Обладнання підстанції	Тип обладнання	Кількість	Рік виготовлення	Потребує заміни (реконструкції) за технічними параметрами	
				Диспетчерське найменування	Причина
Автотрансформатори	АТ1 АТДЦТН 200000/330/115/38,5	1	1977		
	АТ2 АТДЦТН 200000/330/115/38,5	1	1982		
Вимикачі	ВВБ-330Б	4	1977		
	ВВД-330Б	2	1982		
	У-110	3	1977-82		
	МКП-110-Б	3	1982-1985		Потребують заміни в зв'язку з малими струмами відключення
	МКП-110-М	5	1977		Потребують заміни в зв'язку з малими



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Обладнання підстанції	Тип обладнання	Кількість	Рік виготовлення	Потребує заміни (реконструкції) за технічними параметрами	
				Диспетчерське найменування	Причина
					струмами відключення
	ЗАPIFG 145	4	1997		
	120 SFM-32В 3150 40	1	2012		
Трансформатори напруги	НКГ-330 II-IУ1	6	2010-2011		
	SVS-362/5	3	2008		
	НКФ-110	9	1977		
Трансформатори струму	ТРН-330/1000-2000/1	13	1977		Вичерпання ресурсу 13шт.
	ТФРМ-330Б/1000-2000/1	5	1982-1992		
	ТОГФ 110 III 1000/5	3	2012		
	ТФЗМ-110Б/1000/5	12	1997		
Розрядники	ОПН-330:				
	SIEMENS 3EQ1 288-2PP32-4NE1	3	2007		
	SIEMENS 3EQ1 288-2PP32-4NE1	3	2005		
	ОПН-110:				
	TE energy PBA 3102-L5E2M8-5	3	2013		
	Bowthorpe 3HSRC(P)102L5E2M3-2	3	2011		
	ABB PEXLIM R108-УН123	1	2012		

ВРП-330 кВ в складі:

Повітряні вимикачі - 6 шт. (ВВБ-330Б-31,5)

Роз'єднувачі - 17 шт.

ВРП-110 кВ в складі:

Вимикачі - 16 шт. з них:

11 шт. – масляних (МКП-110М-8 шт., У-110А-3 шт.);

5 шт. – елегазових.

Роз'єднувачі - 64 шт.

ВРП-35 кВ в складі:

Вимикачі - 2 шт. масляні (МКП-35).

Роз'єднувачі – 2 шт.

Проблемні питання

Необхідно виконати:

- заміну масляних вимикачів В-110 (МКП-110 - мають низький рівень відключення струмів К.З, що не дозволяє працювати АТ-1, АТ-2 при замкненому транзиті на ДТЕЦ та У-110) - 11 шт;
- заміну повітряних вимикачів 330 кВ - 6 шт;



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

- заміну роз'єднувачів 110 кВ типу РРУР-110 – 6 шт;
- заміну В-35 типу МКП-35 – 2 шт;
- заміну стійок блискавкозахисту та освітлення на ВРП-330, 110 кВ;
- капітальний ремонт маслозбірника;
- систему біологічного захисту персоналу ВРП-330 кВ;
- реконструкцію ВРП-330 кВ та ВРП-110 кВ з переведенням їх в КРПЕ-330 кВ та КРПЕ-110 кВ.

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 1.5 табл. 5.4.1.

5.3.1.20 Реконструкція ПС 330 кВ «Ніжинська», за програмою «Другий проєкт з передачі електроенергії, за підтримки МБРР»

ПС 330 кВ «Ніжинська» введена в експлуатацію в 1967 році. Деяке обладнання відпрацювало понад 45 років. Фізично зношене та потребує поступової заміни.

Назва обладнання	Тип обладнання	Кількість, шт.	Рік виготовлення (рік введення в експлуатацію*)	Потребує заміни (реконструкції) за технічними параметрами	
				Диспетчерське найменування	Причина
Автотрансформатори	АТДЦТН-200000/330/110/35	1	2000 2004*	АТ-1	
	АТДТН-200000/330/110/35	1	2008 2008	АТ-2	
Трансформатори	ТДНС-10000/35	1	1967 1969	Т-1	Потребують заміни через фізичний знос і моральне старіння
	ТДНС-10000/35	1	1967 1969	Т-2	Потребують заміни через фізичний знос і моральне старіння
Вимикачі	ВВН-330-15	1	1967*	В-330-2 Чернігів	Потребують заміни через фізичний знос і моральне старіння
	ВВ-330Б	3	1987*	В-330-1 Конопот В-330-1 Бровари В-330-1 Чернігів	
	ЗАР2F1	1	2016	В-330-2 Бровари	
	GL-315	1	2017	В-330-2 Конопот	
	ВВН-110-6	10	1967- 1974*	СВ-110; ОВ-110; В-110 АТ-1, АТ-2,	Потребують заміни через



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

			1988*	Носівка, Куликівка, Крути, Томашовка, Прогрес-1, Прогрес-2	фізичний знос і моральне старіння
	ЗАР1FG	1	2013	Прилуки	
Трансформатори напруги	НКФ-М-330/У1	6	2003-2005		
	НКФ-330-73У1	8	1985-1987		
	НКФ-110-ІІУ1	3	2004-2004		
	НКФ-110-83-У1	4	1987-1989		
Трансформатори струму	ТФРМ-330Б-ІІ У1	3	2004-2004		
	ТФУМ-330А У1	18	1985-1992		
	ТФЗМ-110Б-ІV У1	6	2004-2008		
	ТФЗМ-110-БІІІ-У1	6	1985-1988		
	ТФНД-110	3	1967-1973		
	ТФНД-110-М	9	1967-1973		
	ТФНД-110-М ІІ	6	1968-1979		
	ТАГ-123	9	2011-2012 2013		
Акумуляторні батареї	6ОРzV300	1	2012*	АБ - зв'язку	
	5ОРzS-250	1	2001*	АБ - зв'язку	
	5ОGi-325	1	2007*	АБ-основна	
Будівельна частина			ВРП-110, 35 кВ	Необхідно виконати заміну з/б плит перекриття кабельних каналів – 25 п/м.	

* - дата введення в експлуатацію.

На підстанції встановлено три ТВП. ТВП-1, 2 типу ТМ-400/10, ТВП-3 типу ТМГ 630/35/0,4. ТВП-1 живиться від 1 секції шин, ТВП-2 і ТВП-3 - від 2 секції шин 10 кВ ВРП-10 кВ. ТВП-3 живиться від ПЛ-35 кВ Вертіївка. ЩВП виконаний по двосекційній схемі з АВР-0,4 кВ на секційному автоматичному вимикачі. 1 та 2 секції 0,4 кВ живляться від ТВП-1 і ТВП-2 відповідно. ТВП-3 може жити 1 та 2 секції шин ЩВП. При живленні власних потреб ПС від ТВП-3 АВР-0,4 кВ ЩВП не передбачено.

ВРП-35 кВ виконано по схемі двійна система шин. 1 та 2 секції шин живляться від АТ-1 і АТ-2 відповідно. Від ВРП 35 кВ живляться Т-1 і Т-2 потужністю по 10 МВА кожний та 6 ПЛ-35 кВ.

Вимикачі 35 кВ - 12 шт. типів ВБЗЕ- 35/1000 – 4 шт., ВР-35-НС – 8 шт.

Трансформатори напруги 35 кВ – 12 шт. типу ЗНОЛ-35 – 6 шт.; ЗНОМ-35-65У1 – 6 шт.;

Трансформатори струму 35 кВ - 29 шт. типів ТФНД-35М – 9 шт., ТФЗМ-35Б-І У1 – 3 шт.; ТФЗМ-35А-І У1 – 4 шт., ТОЛ-35 – 10 шт., ТФЗМ-40,5 – 3 шт.

РП-10 кВ ПС виконано по схемі двохсекційній з секційним вимикачем. І та ІІ секції живляться від Т-1 і Т-2 відповідно.

Вимикачі 10 кВ – 17 шт. (ВБТМ-10-20/630 – 2 шт., ВВ/TEL-10 – 2 шт.; ВР-1-10 – 13 шт.).

Трансформатори напруги 10 кВ - 2 шт. (НТМИ-10-62 У3 – 2 шт.).

Трансформатори струму 10 кВ – 36 шт. (ТПВЛ 1000/5 – 4 шт., ТПОЛ 1000/5 – 2 шт, ТПВЛ- 400/5 – 2 шт., ТПВЛ-300/5 – 2 шт., ТПВЛ 200/5 – 14 шт., ТПВЛ-150/5 – 2 шт., ТПВЛ 100/5 – 8 шт., ТК-50/5 – 2 шт.).



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Протягом 2019 року виконано заміну:

- В-330 кВ приєднання «В-330-2 Чернігівська» типу ВВН-330-15 на тип ЛТВ-420 Е2;
- Конденсаторів зв'язку приєднання «КЗ ПЛ-330 Броварська ф.В» типу СМР-110/√3-0,0064 – 3 шт. на тип СМР-166/√3-0,014 – 2 шт.

Необхідно виконати реконструкцію підстанції.

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.4.7 табл. 5.4.1.

5.3.1.21 Реконструкція ПС 330 кВ «Білоцерківська», за програмою «Другий проект з передачі електроенергії, за підтримки МБРР»

ПС 330 кВ Білоцерківська побудована у 1971 році. Декотре обладнання відпрацювало понад 45 років. Фізично зношене та потребує поступової заміни.

Обладнання підстанції	Тип обладнання	Кількість	Рік виготовлення	Потребує заміни (реконструкції) за технічними параметрами	
				Диспетчерське найменування	Причина
Автотрансформатори	АТ-1 АТДЦТН 125000/330/115/10,5	1	1989р.		
	АТ-2 АТДЦТН 125000/330/115/10,5	1	1970р.		
	АТ-3 АТДЦТН 200000/330/115/10,5,	1	1985р.		
Вимикачі	ЛТВ-420 Е2	1	2012р.		
	ВВ-330Б	3	1970р.		
	ВВН-110-6	10	1970-1971		Вичерпання ресурсу
	Siemens 3AP1FG 120 SFM-32B 3150/40	1	2011		
	ВВБМ-110-Б	11	1985		Вичерпання ресурсу
Трансформатори напруги	НКФ-330	6	1970		Вичерпання ресурсу
	НОГ-110-II-I	3	2011		
	НКФ-110	11	1971-85		Вичерпання ресурсу 7шт.
Трансформатори струму:	ТФКН-330-2000/1	2	1969-71		Вичерпання ресурсу 2 шт.
	ТФУМ-330-2000/1	7	1999-2012		
	ТГФ-330 II У1	3			
	ТГФМ-110-II У1/1000/1	3	2009		
	ТФНД-110М/1000-2000	36	1970		



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

	ТФЗМ-110/1000-2000	51	1985		
Акумуляторна батарея	6 OGi - 370		2006		
Пристрій РЗА				ОВ-110-1, 2	Заміна захистів на мікропроцесорні.

Виконуються роботи по заміні АТ-2.

ВРП-330 кВ в складі:

- Вимикачі - 4 шт. з них:
- 3 шт. - повітряні (ВВ-330-Б 1970-1971 р.в.), які підлягають заміні;
- 1 шт. – елегазовий.
- Роз'єднувачі - 13 шт.

ВРП-110 кВ в складі:

- Вимикачі - 24 шт. з них:
- 20 шт. – повітряні (ВВН-110/6 та ВВБМ-110Б 1970-1971 р.в.), які підлягають заміні;
- 4 шт. – елегазові.
- Роз'єднувачі - 90 шт.

У 2016 році виконано:

- заміну повітряних В-110 БЦ ТЕЦ-2, В-110 Рокитне на елегазові.

У 2019 році виконано заміну:

- АТ-2 типу АТДЦТН-125000/330/110/10 на тип АТДТН-200000/330/110-У1;
- В-110 приєднання «В-110 АТ-2» типу ВВН-110 на тип 120-SFM-32В;
- Р-110 кВ приєднання «ШР-110-I АТ-2» типу РНДЗ(1)-110 на тип EDC-123+E, 3Р;
- Р-110 кВ приєднання «ШР-110-II АТ-2» типу РОНЗ-110 на тип EDC-123+E, 1Р (3 шт);
- Р-110 кВ приєднання «РТ-110 АТ-2» типу РЛНД-2-110 на тип EDC-123+2Е, 3Р;
- Р-110 кВ приєднання «ОР-110 АТ-2» типу РЛНД-1-110 на тип EDC-123+E, 3Р;
- Р-330 кВ приєднання «Р-330 АТ-2» типу РНДЗ-330 на тип EDV-420+E, 1Р (3 шт);
- ТС-110 кВ приєднання «ТС-110 В-110 АТ-2» типу ТФНД-110М-II на тип TAG-123 у кількості 3 шт.

Проблемні питання

- Потребує заміни АТ-2.
- Необхідно виконати заміну повітряних вимикачів 330 та 110 кВ.
- Потребують ремонту або заміни з/б портали та стійки ВРП - 330, 110 кВ.
- Потребує заміни опорна ізоляція на роз'єднувачах 110 кВ.
- Потребують заміни ТС-330 типу ТФКН-330-3 шт.
- Компресорна установка ПС відпрацювала свій ресурс.
- Потребує заміни водопровід між насосною пожегасіння і ЗПУ.
- Потребують заміни щити ВП та постійного струму.
- Потребує заміни зовнішнє освітлення ВРП-330 і 110 кВ.
- Залізобетонні портали та стійки під обладнання в незадовільному стані.

Необхідно виконати реконструкцію підстанції з заміною застарілого обладнання та будівельної частини.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.4.8 табл. 5.4.1.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Західна електроенергетична система

5.3.1.22 Реконструкція ділянки ПЛ 400 кВ Мукачеве-Капушани від ПС 400 кВ «Мукачеве» до держкордону на території Закарпатської області

На виконання Меморандуму про взаєморозуміння між НЕК «Укренерго» та компанією «Slovenska elektrizachna prenosova sustava, a.s.» (системний оператор Словаччини, далі – SEPS) стосовно наміру збільшення пропускної здатності між енергосистемами Словачької Республіки та України передбачено реконструкцію існуючої однокової ПЛ 400 кВ Мукачеве-Капушани, що забезпечить покращення експортного потенціалу «Острова Бурштинської ТЕС».

Необхідність реалізації зазначених заходів обумовлена, за результатами розрахунків SEPS, наявними обмеженнями щодо транзитних перетоків між словацькою, з одного боку, та угорською і румунською енергосистемами з іншого боку, що впливає на ціноутворення і кон'юнктуру європейського ринку електричної енергії.

Зважаючи на той факт, що термін експлуатації існуючої ПЛ 400 кВ Мукачеве – Капушани перевищив 50 років (становить фактично 62 роки), а заміна проводу на провід більшого перетину потребуватиме заміни опор та тривалого відключення зазначеного зв'язку, прийняте спільне рішення щодо будівництва нової ПЛ 400 кВ Мукачеве – Капушани в двокововому виконанні з подальшим демонтажем існуючої ПЛ 400 кВ.

Реалізація зазначеного рішення забезпечить зняття режимних обмежень, як на транзиті електричної енергії мережами НЕК «Укренерго», так і посилення наявних інтерконекторів зі збільшенням їх пропускної здатності, що буде використано при переході ОЕС України на паралельну роботу з європейською континентальною енергосистемою ENTSO-E.

Реалізація проєкту передбачається в дві черги з будівництвом до 2023 року нової ділянки двокової ПЛ 400 кВ з підвісом на першому етапі одного кола та введенням в експлуатацію другого кола в напрямку ПС 400 кВ «Капушани» після виконання словацькою стороною аналогічного обсягу робіт по власній території (орієнтовно – 2028 рік).

Зазначений проєкт увійшов до пріоритетних проєктів Європейського співтовариства і кваліфікується як проєкт спільного інтересу, що безпосередньо впливає на розвиток ринків та конкуренції.

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2018-2021 I черга 2028 II черга	283 333	2.1



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

5.3.1.23 Реконструкція ПС 400/220/110 кВ «Мукачеве». Установка групи однофазних автотрансформаторів 400/220/35 кВ АТ-4 з впровадженням прогресивних технологічних рішень

Підстанція 400/220/110/35 кВ «Мукачеве» була введена в експлуатацію в 1962 р.

Загальна встановлена потужність АТ дорівнює 1 198 МВА, а саме:

- АТ-1 200 МВА, 220/110/35 кВ типу АТДЦТН-200000/220/110/35 (виготовлений в 1983 р.);
- АТ-2 200 МВА, 220/110/35 кВ типу АТДЦТН-200000/220/110/35 (виготовлений в 1983 р.);
- АТ-3 400/220/35 кВ, 3 x 133 МВА типу АОДЦТГ-133000/400/220/35 (виготовлений в 1964 р.);
- АТ-4 400/220/35 кВ, 3 x 133 МВА типу АОДТН-133000/400/220/35 (виготовлений в 2010 р. завершальна стадія введення в експлуатацію).

Підстанція 400 кВ «Мукачеве» відіграє важливу роль в забезпеченні внутрішньо системних зв'язків в ОЕС України і міжсистемних зв'язків (експорт електроенергії в країни Європи). Насиченість важливими і потужними споживачами ставить високі вимоги до надійного забезпечення безперервності їх технологічних режимів роботи. На ПС 400 кВ «Мукачеве» встановлена група з трьох однофазних автотрансформаторів (АТ-3) 400/220/35 кВ потужністю 3x133 МВА, які експлуатуються з 1964 року. АТ-3 фізично та морально застарів і згідно з висновком комплексного обстеження технічного стану, проведеним сервісним центром ВАТ «Запоріжтрансформатор», рекомендований на заміну.

Проєкт «ПС 400/220/110 кВ «Мукачеве». Установка групи однофазних автотрансформаторів 400/220/35 кВ АТ-4 з впровадженням прогресивних технологічних рішень», отримав позитивний експертний звіт ДП "Укрдержбудекспертиза" від 20.12.2013 № 00-1306-13/ІЗ та затверджений розпорядженням Кабінету Міністрів України від 19.11.2014 № 1131-р.

Затверджена вартість будівництва – 201 567,055 тис.грн. (167 972 тис. грн. без ПДВ).

У 2011 році придбані та поставлені на консервацію автотрансформатори, виконані проєктні роботи. За результатами конкурсних торгів із переможцем укладено договір генерального підряду на коригування проєкту та будівництво об'єкта.

Проєкт скоригований, пройшов державну комплексну експертизу ДП «Укрдержбудекспертиза» та затверджений наказом Міненерговугілля від 15.08.2017 №554 із кошторисною вартістю 239,33 млн.грн. (199 442 тис.грн. без ПДВ) Отримано дозвіл Держархбудінспекції України від 29.09.2017 № ІУ 113172720661 на виконання будівельних робіт.

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2016-2020	199 442	2.2



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

5.3.1.24 Будівництво ПЛ 330 кВ Західноукраїнська - Богородчани з реконструкцією ПС 330 кВ «Богородчани» та ПС 750 кВ «Західноукраїнська»

Необхідно завершення будівництва ділянки ПЛ 330 кВ Західноукраїнська – Богородчани до ПС 750 кВ «Західноукраїнська» з метою посилення актуальних перетинів та підвищення надійності електропостачання Івано-Франківського енерговузла. Реалізація схеми «Острова Бурштинської ТЕС», введення в експлуатацію гідрогенераторів Дністровської ГАЕС визначили необхідність будівництва ПЛ 330 кВ Західноукраїнська-Богородчани. Будівництво ПЛ 330 кВ Західноукраїнська - Богородчани дозволить підвищити надійність роботи мережі та живлення споживачів даного енерговузла.

З метою можливості роботи ДнГАЕС чотирма ГА в нормальній схемі в насосному та генераторному режимах даним Планом розвитку передбачено наступний розвиток системи передачі:

- введення в роботу ПЛ 330 кВ Західноукраїнська – Богородчани;
- введення в роботу ПЛ 330 кВ Тернопільська – Чернівецька»;
- введення в роботу ПЛ 330 кВ ДнГАЕС – Вінницька750;
- встановлення другого АТ 750/330 потужністю 1000 МВА (3*333) на ПС 750/330 кВ «Вінницька».

Мережеві розрахунки на максимум зими 2021 року показали слідує. При аварійному відключенні ПЛ 330 кВ Бурштинська ТЕС – Івано-Франківська відбувається перевантаження ПЛ 330 кВ Дністровська ГЕС - К.Подільська на 137 МВт, що становить 130 % від тривало допустимого навантаження лінії. Введення в роботу ПЛ 330 кВ Західноукраїнська – Богородчани частково вирішує цю проблему. Після включення в роботу ПЛ 330 кВ Західноукраїнська – Богородчани завантаження ПЛ 330 кВ Дністровська ГЕС - К.Подільська зменшується до 512 МВт, тобто на 20%.

Робота ДнГАЕС в нормальній схемі в насосному режимі трьома блоками не допускається через дві причини:

- низькі рівні напруги (0,81 в.о.) на СШ 110 кВ ПС 330 кВ «Ів.Франківська» (у разі вимкнення ПЛ 330 кВ «Бурштинська ТЕС – Ів.Франківська»);
- низькі рівні напруги (0,94 в.о.) на генераторних шинах ДнГАЕС (у разі вимкнення ПЛ 330 кВ «ДнГАЕС – Бар» або «ДнГАЕС – Ладжинська ТЕС»).

Для забезпечення роботи ДнГАЕС в насосному режимі трьома блоками в нормальній схемі необхідне будівництво ПЛ 330 кВ «Західноукраїнська – Богородчани». Також проблема може бути вирішена змінами характеристики генераторів Дністровської ГАЕС зі збільшенням видачі реактивної потужності в режимі двигуна з існуючих 87,5 МВАр до 180 МВАр кожний.

В ремонтних схемах мережі 330 кВ робота ДнГАЕС в насосному режимі трьома блоками не допускається через проблеми з забезпеченням рівнів напругами у разі аварійних вимкнень ліній.

Запропоновані вище заходи з мережевого будівництва та покращення характеристик генераторів ДнГАЕС щодо реактивної потужності неефективні в ремонтних схемах.

Для забезпечення роботи ДнГАЕС в насосному режимі трьома блоками в ремонтних схемах необхідна лише дія ПА на вимкнення трьох блоків за фактом зниження напруги та вимкнення ПЛ, що відходять від ДнГАЕС та ПЛ 330 кВ «Бурштинська ТЕС – Ів.Франківська». У разі введення в роботу ПЛ 330 кВ «ЗУ – Богородчани» і «Тернопіль – Чернівці» та при ремонті ПЛ 330 кВ «ЗУ – БуТЕС» («БуТЕС – Ів. – Франківська», «ДнГЕС – Бельці») робота ДнГАЕС трьома блоками в режимах літнього та зимового мінімуму навантаження допускається.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Розпорядженням Кабінету Міністрів України від 02.10.2013 № 767-р робочий проєкт об'єкта будівництва «ПЛ 330 кВ Західноукраїнська - Богородчани з реконструкцією ПС 330 кВ «Богородчани» та ПС 750 кВ «Західноукраїнська» затверджений.

Наказом НЕК «Укренерго» від 11.12.2019 № 602 затверджений проєкт «Технічне переоснащення ПС 750 кВ «Західноукраїнська» із заміною шунтуючих реакторів 750 кВ Р-1, Р-5, Р-6. У 2019 році виконано монтаж, налагодження та введення в промислову експлуатацію шунтуючі реактори Р-1, Р-6 ф.С на ПС 750 кВ «Західноукраїнська».

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2016-2021	254 744	2.3

5.3.1.25 Будівництво ПЛ 330 кВ Нововолинськ – Яворів з реконструкцією ПС 330 кВ «Нововолинськ» та ПС 330 «Яворів»

ПС 330 кВ «Яворів» приєднана до ОЕС України на напрузі 330 кВ лише однією ПЛ 330 кВ Львів Західна – Яворів довжиною 21 км. Така схема приєднання не відповідає вимогам нормативних документів. У разі аварійного вимкнення ПЛ 330 кВ Львів Західна – Яворів, підстанція повністю втрачає живлення на напрузі 330 кВ та резервується ПЛ 110 кВ. Прогнозоване навантаження на 2025 рік ПС 330 кВ «Яворів» в максимум зими складає 45 МВт. У разі вимкнення ПЛ 330 кВ Львів Західна – Яворів, з метою не допущення аварійних ситуацій за режимними обмеженнями мереж 110 кВ, виникне необхідність обмеження споживання Яворівського енерговузла на величину до 15 МВт.

Будівництво ПЛ 330 кВ Нововолинськ – Яворів з реконструкцією ВРП 330 кВ ПС «Нововолинська» та «Яворів» також необхідне з метою запобігання перевантаження одного АТ 750/330 кВ на ПС 750 кВ «Західноукраїнська» при відключенні другого, видачі потужності ВДЕ, а також можливості здійснення надійного електропостачання існуючих та перспективних споживачів даного енерговузла та Львівського енерговузла, для якого ПЛ стане третім джерелом живлення.

Обсяги будівництва: ПЛ 330 кВ - 135 км.

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2023-2027	830 000 (орієнтовно)	2.4



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

5.3.1.26 Реконструкція ПЛ 330 кВ Західноукраїнська - Львів Південна № 2 з формуванням нової ПЛ 330 кВ Львів Західна - Львів Південна

Наразі ПС 330 кВ «Львів Західна» приєднана до системи передачі за нетиповою схемою, що не відповідає ПУЕ та іншим нормативним документам, в частині проектування та експлуатації електричних мереж. ПС 330 кВ «Львів Західна» отримує живлення від ПЛ 330 кВ Західноукраїнська 750 – Львів Південна № 2 та приєднана до даної ПЛ відпайкою 330 кВ довжиною 45 км. В свою чергу, ПС 330 кВ «Яворів» приєднана «тупиком» до ПС 330 кВ «Львів Західна».

З метою забезпечення надійного електропостачання споживачів Львівського та Яворівського енерговузлів, а також виконання вимог нормативних документів, враховуючи великий термін будівництва нової ПЛ 330 кВ Нововолинськ – Яворів, необхідно здійснити реконструкцію ПЛ 330 кВ Західноукраїнська - Львів Південна № 2 з формуванням нової ПЛ 330 кВ Львів Західна - Львів Південна.

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2025-2027	62 280	2.5

5.3.1.27 Будівництво ПС 400 кВ «Ужгород» із заходами ПЛ 400 кВ Мукачеве - Капушани

Сумарне споживання енерговузла міста Ужгород в максимум зими 2018 року складало близько 130 МВт. Електропостачання міста Ужгород, обласного центру Закарпатської області, здійснюється на класі напруги 110 кВ, а саме ПЛ 110 кВ довжиною 32 км Мукачеве-Ужгород 1,2 від шин 110 ПС 400/220/110 кВ Мукачеве.

Підстанція 400/220/110/35 кВ «Мукачеве» була введена в експлуатацію в 1962 р. Зв'язок між ВРП 220 кВ та ВРП 110 кВ забезпечують два трифазних АТ 220/110 кВ. Трифазні АТ (АТ1 та АТ2) 220/110/35 кВ, потужністю по 200 МВА кожен вичерпали термін служби - відпрацювали тридцять п'ять років. Сумарне завантаження АТ1 та АТ2 220/110/35 кВ в максимум зими 2018 року складало - 239 МВт. При вимкненні одного АТ 220/110/35 кВ спостерігається завантаження другого на 206 МВт. Можливе обмеження живлення споживачів енерговузла міста Ужгород може скласти до 20 МВт.

Водночас, згідно розрахунків проведених НЕК «Укренерго» (звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей), а також інформації наданої від ПрАТ «Закарпаттяобленерго» до НЕК «Укренерго», зростання споживання Ужгородського енерговузла буде як мінімум на 0.8% в рік, за умови існуючої економічної ситуації в регіоні та країні в цілому.

Залишається складною проблема ремонтно-аварійних режимів СШ 220 кВ на ПС 400 кВ Мукачеве, оскільки втрата двох СШ 220 кВ спричиняє роботу АОЗН на ПС 110 кВ ПрАТ «Закарпаттяобленерго» навіть в період літніх споживань. У зв'язку з цим планові ремонти шин 220 кВ виконуються зі створенням тимчасових схем для мінімізації можливого обсягу погашених споживачів.

При цьому, не зважаючи на заплановані оператором системи розподілу заходи з реконструкції мереж 35-110 кВ регіону, щодо підсилення її пропускної спроможності, в умовах зростаючого навантаження енерговузла, виникає необхідність будівництва нової ПС 400/110 кВ «Ужгород». Нова ПС 400/110 кВ «Ужгород» дозволить забезпечити нормативні рівні напруги в енерговузлі при аварійно-ремонтних



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

вимкненнях мережі 110 кВ. Реалізація даного проєкту будівництва ПС 400/110 кВ «Ужгород» дозволить розвантажити АТ1 та АТ2 220/110/35 ПС «Мукачеве» шляхом забезпечення живлення Ужгородського енерговузла від ПС 400/110 кВ «Ужгород», яка в свою чергу, буде отримувати живлення від ВРП 400 кВ «Мукачеве».

Враховуючи зазначене, для забезпечення надійного електропостачання споживачів Закарпатської області та можливості економічного розвитку регіону з великим потенціалом, оскільки близько знаходяться ринки ЄС, передбачається будівництво ПС 400/110 кВ «Ужгород» з двома АТ потужністю 250 МВА кожен та заходами ПЛ 400 кВ Мукачеве – Капушани. Обсяги будівництва: АТ 400/110 кВ (2x250) МВА, ПЛ 400 кВ - 2x2 км.

Водночас, згідно даного Плану розвитку на ПС 400/220/110/35 кВ «Мукачеве» передбачено наступну реконструкцію:

- реконструкція ПС 400/220/110 кВ «Мукачеве». Установка групи однофазних автотрансформаторів 400/220/35 кВ АТ4 з впровадженням прогресивних технологічних рішень. Встановлена потужність 3x133 МВА (пункт 5.3.1.24 даного розділу);
- реконструкція ПС 400 кВ «Мукачеве», за програмою «Модернізація мережі передачі Укренерго, за підтримки ЄБРР».

Також згідно пункту 5.3.1.23 даного розділу передбачено здійснити реконструкцію ділянки ПЛ 400 кВ Мукачеве-Капушани від ПС 400 кВ «Мукачеве» до держкордону на території Закарпатської області, що дозволить забезпечити збільшення передачі електроенергії по даній ПЛ на 120 МВт. На другому етапі передбачається будівництво другого кола ПЛ 400 кВ Мукачеве-Капушани з доведенням можливості передачі потужності по ПЛ – 1000 МВт.

При цьому, оскільки початок реалізації заходу будівництва ПС 400/110 кВ «Ужгород» передбачено в 2027 році, НЕК «Укренерго» буде проведено відповідний аналіз затрат і вигод проєкту, враховуючи:

- загальні інвестиційні витрати проєкту;
- збільшення пропускної спроможності;
- вплив на технологічні витрати електричної енергії в електричних мережах;
- надійність електропостачання;
- запаси статичної стійкості;
- інтеграція ВДЕ;
- соціальний вплив та вплив на навколишнє середовище;
- вплив на суспільний добробут, тощо.

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2027-2030	1 245 600	2.6



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

5.3.1.28 Завершення будівництва ПС 330/110 кВ «Дрогобич» з ПЛ 330 кВ Західноукраїнська – Дрогобич

Завершення будівництва необхідне з метою підвищення надійності електропостачання Бориславського енерговузла шляхом переведення частини навантаження з «острова Бурштинської ТЕС» на живлення від ОЕС України. Слід відзначити про труднощі реалізації добудови об'єкту, оскільки об'єкт перебуває у власності ПрАТ «Львівобленерго», ПС 330/110 кВ «Дрогобич» було добудовано на 80%.

При цьому за розрахунками НЕК «Укренерго» в разі виконання заходів з переведення навантаження з «острову Бурштинської ТЕС», буде створено технічну можливість для переведення навантаження з «острову Бурштинської ТЕС» на живлення від ОЕС України орієнтовним обсягом 80-90 МВт.

Надійність живлення споживачів Бориславського енерговузла при ремонтах однієї з ПЛ, що живлять вузол – ПЛ 220 кВ Стрий – Борислав або ПЛ 110 кВ Стрий – Трускавець-91 залишається недостатньою. Рівень споживання у Бориславському вузлі не дозволяє виконувати ремонти цих ліній протягом більшої частини року у зв'язку з неможливістю забезпечити живлення вузла одним зв'язком 110 кВ, який залишається при втраті обох ПЛ 220 кВ Стрий – Борислав та ПЛ 110 кВ Стрий – Трускавець-91. Також існує значна небезпека одночасного вимкнення обох цих ПЛ через проходження їх трас через зону карстових порід. Покращити ситуацію може ввід в експлуатацію ПС 330 кВ Дрогобич і ПЛ 330 кВ Західноукраїнська – Дрогобич.

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням	Примітка
2021-2024	622 800 (орієнтовно)	відсутнє	після вирішення питання балансової належності незавершеного будівництва, на етапі розробки ТЕО будуть визначені варіанти приєднання ПС 330/110 кВ «Дрогобич» до мереж 110 кВ регіону, з відповідними режимними розрахунками

5.3.1.29 Реконструкція ПС 750 кВ «Західноукраїнська», за програмою «Модернізація мережі передачі Укренерго, за підтримки ЄБРР»

Існуючий стан

Підстанція 750/330 кВ «Західноукраїнська» була введена в експлуатацію в 1976 р. і є найбільшою підстанцією в Україні.

Вона розташована за адресою вул. Енергетична 1, селище Жирова, Жидачівського району Львівської області. Загальна площа підстанції складає 70 га.

Підстанція підпорядкована безпосередньо Західній ЕС, яка є структурним підрозділом НЕК «Укренерго».

Загальна встановлена потужність АТ дорівнює 2997 МВА, а саме:

- АТ-1 3x333 МВА 750/330/15,75 кВ типу АОДЦТН -333000/750/330/15,75 (фази А, В та С виготовлені в 2017 р.);



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

- АТ-2 3х333 МВА 750/330/15,75 кВ типу АОДЦТН -333000/750/330/15,75 (фази А та В виготовлені в 1982 р., фаза С - у 2016 р.);
- АТ-3 3х333 МВА типу АОДЦТН - 333000/750/330/15,75 (фази А, В та С виготовлені відповідно у 2012, 1978 та 1976 рр.).

Всі АТ є однофазними та мають трансформатори поперечного регулювання.

ВРП 750 кВ побудовано за «полуторною схемою» з трьома групами однофазних АТ та заходами 4 ПЛ:

- ПЛ 750 кВ РАЕС - Західноукраїнська;
- ПЛ 750 кВ ХАЕС - Західноукраїнська;
- ПЛ 750 кВ Західноукраїнська - Вінниця;
- ПЛ 750 кВ Західноукраїнська - Саболичбака (Угорщина).

ВРП складається з трьох повних ланок (полів) та однієї неповної, до якої підключена ПЛ 750 кВ РАЕС - Західноукраїнська.

ВРП 750 кВ має 21 шунтуючі реактори для компенсації реактивної потужності та стабілізації рівнів напруги.

Зв'язок між ВРП 750 кВ та ВРП 330 кВ забезпечують три групи однофазних АТ.

ВРП 330 кВ побудовано за «полуторною» схемою (330-11). До ВРП 330 кВ приєднані 5 ПЛ:

- Бурштинська ТЕС - Західноукраїнська 1;
- Бурштинська ТЕС - Західноукраїнська 2;
- Західноукраїнська - Львів Південна 1;
- Західноукраїнська - Львів Південна 2;
- Західноукраїнська - Рівне.

На етапі створення Бурштинського острову ПЛ 750 кВ Західноукраїнська - Саболичбака (Угорщина) три групи однофазних автотрансформаторів АТ-3 3х333 МВА 750/330 кВ та ПЛ 330 кВ Бурштинська ТЕС - Західноукраїнська 1 були відокремлені від основної електричної схеми підстанції та приєднані до «Бурштинського острову». Живлення власних потреб цієї частини підстанції забезпечується ТВП, приєднаним до введів 35 кВ АТ-3.

Таким чином, на території підстанції є частини двох енергосистем: ОЕС України та об'єднаної європейської енергосистеми: (Бурштинський острів, ENTSO-E).

Крім того, є чотири ТВП. Також існує резервна лінія живлення 35 кВ з розподільчих мереж. На ПС є власний дизель-генератор в доброму технічному стані.

Навантаження АТ в 2018 році (максимум зими) становить близько 50% від їхньої встановленої потужності. Останнім часом спостерігається тенденція до стабільно помірного зростання попиту.

На ВРП 330 кВ планується розширення на дві додаткові комірки для підключення заходу нових ПЛ.

Реалізація схеми «Бурштинського острову» та введення в експлуатацію гідрогенераторів Дністровської ГАЕС обумовлює необхідність будівництва ПЛ 330 кВ Західноукраїнська - Богородчани, яка підвищить надійність функціонування мережі та електропостачання споживачів даного регіону.

З метою покращення надійності енергопостачання в регіоні Борислава також планується побудувати ПЛ 330 кВ Західноукраїнська - Дрогобич.

На ВРП 750 кВ в рамках програми модернізації всі повітряні вимикачі були замінені на елегазові виробництва АBB та Areva.

В 2018 році на ПС 750 кВ «Західноукраїнська» згідно з Контрактом UE/003В було встановлено нове обладнання взамін старого на приєднанні ПЛ 750 кВ ЗУ – ХАЕС.

Проблемні питання

Станом на 2020 рік на підстанції все ще залишилося деяке застаріле обладнання.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

На ВРП 330 кВ повітряні вимикачі були також замінені на елегазові фірми АВВ, завершивши таким чином оновлення вимикачів, хоча компресорна та пов'язані споруди, ще не знесені.

Порівняно з ВРП 750 кВ на ВРП 330 кВ менша частина обладнання пройшла заміну: ТН старого маслонаповненого типу, роз'єднувачі також застарілі.

ТС були модернізовані для забезпечення класу точності 0,2 замість 0,5 для системи обліку транскордонних перетоків електроенергії згідно стандарту ENTSO-E.

На ПС встановлені дві старі акумуляторні батареї свинцеве-кислотного типу та нова батарея малообслуговуваного типу, встановлена в 2013 р. Чотири з п'яти зарядних пристроїв застарілі та потребують заміни.

Кабельні канали, лотки, бетонні плити покриття потребують детальної оцінки стану та ремонту.

Зовнішня огорожа вже кілька разів ремонтувалася та потребує заміни.

Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче.

Кількість обладнання на ПС «Західноукраїнська», яке вже було замінене та яке потребує заміни

Обладнання та системи	Загалом	Замінене/в процесі заміни/в задов.стані	Потребує заміни
ВРП 750 кВ			
Автотрансформатори	9	5	4
Реактори	21	19	2
Вимикачі	18	18	-
Роз'єднувачі	38	38	-
Трансформатори струму	45	45	-
Трансформатори напруги	33	33	-
Розрядники /ОПН	30	30	-
Загороджувачі	44	12	32
Конденсатори зв'язку	9	1	8
ВРП 330 кВ			
Вимикачі 330 кВ	16	16	-
Роз'єднувачі 330 кВ	43	-	43
Трансформатори струму 330 кВ	48	48	-
Трансформатори напруги 330 кВ	24	-	24
Розрядники /ОПН	15	12	3
Загороджувачі	10	-	10
Конденсатори зв'язку	7	-	7
ТВП	4	-	4



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 750 та 330 кВ ПС 750 кВ «Західноукраїнська» станом на 01.01.2020 р.

Системи шин	I кз (3ф), кА	I кз (1ф), кА
750 кВ	15,7	15,5
330 кВ	31,7	36,3

Потенційні обмеження під час реконструкції: обмежень під час заміни та встановлення нового обладнання для модернізації підстанції немає. Існує достатній запас потужності АТ. Також існує можливість організації додаткових комірок на ВРП. Поряд з ВРП 750 та 330 кВ є вільне місце. Після знесення будівлі компресорної звільниться додаткове місце.

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п.8.2.1 табл. 5.4.1.

5.3.1.30 Реконструкція ПС 330 кВ «Нововолинськ», за програмою «Модернізація мережі передачі Укренерго, за підтримки ЄБРР»

Існуючий стан підстанції.

ПС 330/220/110 кВ «Нововолинськ» була введена в експлуатацію в 1957 р., спочатку була запроектована як підстанція напругою 110 кВ та нижчого рівня (35, 6 кВ) з двома силовими трансформаторами потужністю 20 МВА. В 1971 р. після побудови ПЛ 220 кВ підстанцію було модернізовано та встановлено автотрансформатор АТ-1 потужністю 125 МВА. У 1986 р., після будівництва лінії 330 кВ її було переведено на напругу 330 кВ та встановлено АТ-2 потужністю 200 МВА.

Підстанція розташована за адресою вул. Жовтнева 94, село Будятичі, Іваничівського району Волинської області. Загальна площа підстанції складає 5,5 га.

Підстанція підпорядкована Західній ЕС, яка є структурним підрозділом НЕК "Укренерго".

Загальна встановлена потужність АТ та Т дорівнює 365 МВА, а саме:

- АТ-1 220/110 кВ, 125 МВА (виготовлений в 1971 р.);
- АТ-2 330/110 кВ, 200 МВА (виготовлений в 1986 р.);
- Т-1 і Т-2 110/35/6 кВ два силові трансформатори потужністю по 20 МВА кожний (обидва трансформатори виготовлені в 1956 р.).

На ВРП 330 кВ заходить єдина ПЛ 330 кВ Нововолинськ - Ковель, приєднана безпосередньо до АТ-2 через роз'єднувач, без вимикача.

Заплановане розширення підстанції, для запобігання перевантаженню одного з АТ 750/330 кВ на ПС "Західноукраїнська" при відключенні другого АТ, у 10-річній перспективі планується побудувати дві нові ПЛ 330 кВ на ПС 330 кВ "Нововолинськ":

- ПЛ 330 кВ Нововолинськ - Львів західна;
- ПЛ 330 кВ Нововолинськ - Яворів.

На ВРП 220 кВ заходить єдина ПЛ 220 кВ Нововолинськ - Добротвірська ТЕС, приєднана безпосередньо до АТ-2 через роз'єднувач, відділювач без вимикача.

ВРП 330 та 220 кВ пов'язані тільки через ВРП 110 кВ.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

ВРП 110 кВ побудоване за схемою "дві робочі системи шин з обхідною" з одним обхідним та одним шиноз'єднувальним вимикачем (схема 110-7). До ВРП 110 кВ приєднані 6 ПЛ. Розширення ВРП 110 кВ не планується.

Живлення власних потреб підстанції забезпечується двома ТВП з шин 6 кВ, хоча згідно з діючими технічними нормами, джерел має бути три, і вони мають живитися з боку низької напруги АТ. На даний час, третє джерело живлення власних потреб здійснюється від розподільчої мережі 6 кВ Волиньобленерго.

Проблемні питання:

Все обладнання підстанції виготовлене в 1956 р. Більшість первинного та вторинного обладнання підстанції фізично і морально зношене, що означає низьку надійність, низьку ефективність та проведення значних та витратних обсягів ремонту з проблемою відсутності запасних частин до обладнання.

Вимикачі 220 та 330 кВ не встановлені. Керування роз'єднувачами 220 і 330 кВ може здійснюватися операторами з ГЩУ підстанції шляхом отримання голосових команд від регіонального диспетчерського центру. Наразі не існує можливості віддаленого управління як з НДЦ, так і з РДЦ. Усі автотрансформатори та трансформатори вже відпрацювали свій ресурс та потребують заміни, однак в рамках цього проєкту планується заміна тільки двох найстаріших трансформаторів (Т-1 та Т-2). З 2005 р. на підстанції проводилися або ще проводяться роботи з модернізації, такі як заміна 4 повітряних вимикачів 110 кВ на елегазові, встановлення шунтуючого реактора на ВРП 35 кВ, а також виконана заміна вимикачів 10-35 кВ на вакуумні. Наразі на підстанції триває встановлення другого шунтуючого реактора 20 000 кВАр на ВРП 35 кВ для регулювання напруги на приєднаннях I та II СШ.

На ВРП 330 кВ існуючі маслонаповнені три ТС були замінені в 2018 році, ТН не замінені. На ВРП 110 кВ залишаються 36 ТС застарілих типів.

В частині обладнання РЗА, близько 15% вже замінені. Прилади захисту на класах напруги 220 та 330 кВ були замінені, а також встановлений інформаційно-діагностичний комплекс "Регіна". Реле захисту, що залишилися, виготовлені в 70-х роках ХХ століття, та потребують заміни, яка вже запланована НЕК «Укренерго». Роз'єднувачі морально та фізично зношені і мають тільки ручне управління. Опорна ізоляція та обертові колонки роз'єднувачів потребують великих затрат на обслуговування. Комплектація роз'єднувачів всіх класів напруги під час ремонтних кампаній ускладнена через припинення виробництва обладнання такого типу.

Системи збору даних, вимірювань та обліку електроенергії були частково модернізовані. На підстанції немає повномасштабної системи управління.

Система постійного струму фізично застаріла, її обладнання практично відпрацювало свій експлуатаційний термін.

Кабельне господарство підстанції характеризується значним ступенем зносу та старіння, включно з опорними конструкціями, які несуть кабелі (кабельні лотки та канали, бетонні плити покриття), а також незадовільним станом великої частки самих кабелів через значний термін експлуатації.

Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Кількість обладнання на ПС 330 кВ «Нововолинськ», яке вже було замінено в попередні роки та яке потребує заміни в рамках нового інвестиційного проекту

Обладнання та системи	Всього	Замінено/ в процесі заміни / в задов. стані	Потребує заміни
ВРП 330 кВ			
Автотрансформатори	1	0	1
Вимикачі	0	0	0
Роз'єднувачі	2	0	2
Трансформатор струму	3	3	0
Трансформатор напруги	3	0	3
Розрядники /ОПН	6	0	6
Загороджувачі	3	0	3
Конденсатори зв'язку	3	0	3
ВРП 220 кВ			
Автотрансформатори	1	0	1
Вимикачі	0	0	0
Роз'єднувачі	3	0	3
Трансформатор струму	3	0	3
Трансформатор напруги	3	0	3
Розрядники /ОПН	3	0	3
Загороджувачі	3	0	3
Конденсатори зв'язку	3	0	3
ВРП 110 кВ			
Силові трансформатори	2	0	2
Вимикачі	12	4	8
Роз'єднувачі	44	0	44
Трансформатор струму	36	0	36
Трансформатор напруги	6	6	0
Розрядники /ОПН	12	9	3
Загороджувачі	1	0	1
Конденсатори зв'язку	1	0	1
ТВП	2	0	2
Обладнання РЗА, комплект	1	0	1
Пристрої логічного блокування	14	0	14
Акумуляторні батареї, комплект	1	1	0
Зарядні пристрої	3	3	0
Щит постійного струму, комплект	1	0	1
Щит змінного струму, комплект	1	0	1

На автотрансформаторі АТ-1, ф. "В" було замінено ввід 220 кВ типу ГМТА-45-220/2000У1 на новий типу BRIT-90-220-1050/2000



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Потребують заміни:

- розрядники 330 кВ типу РВМГ-330, розрядники 110 кВ типу РВС-110 та розрядники 35 кВ типу РВС-35 – приєднання АТ-2 ф. А, В, С на ОПН;
- розрядники 220 кВ типу РВМГ-220, розрядники 35 кВ типу РВС-35 – приєднання АТ-1 ф. А, В, С на ОПН.

Використовуються в роботі відділювачі і короткозамикачі 220 кВ, які фізично та морально застарілі та потребують заміни на вимикачі.

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 330 і 110, кВ на ПС 330 кВ «Нововолинськ» станом на 01.01.2020 р.

Величини струмів короткого замикання на шинах 330 і 110 кВ ПС 330 кВ «Нововолинськ»

Системи шин	I кз (3ф), кА	I кз (1ф), кА
330 кВ	4,5	4,1
110 кВ	10,2	12,2

Середнє навантаження АТ-1 та АТ-2 складає 40-60% їхньої потужності. Навантаження Т-1 та Т-2 низьке, біля 20%. Необхідності у збільшенні трансформаторної потужності ПС немає. ПС 330 кВ «Нововолинськ» розташована в регіоні надлишкової генерації Рівненської та Хмельницької АЕС, і тому приєднане навантаження підстанції має визначатися виходячи з цих умов. За даними НЕК "Укренерго", максимально прийнятний перетік потужності в перерізі Захід - Вінниця складає 4100 МВт, попит в регіоні з надлишкової генерацією дорівнює 1300 МВт, а максимальний виробіток – 4900 МВт. З урахуванням викладеного вище, максимальна приєднана потужність генерації для підстанції складає: $4100 + 1300 - 4900 = 500$ (МВт). Тому максимальною потужністю для ПС 330 кВ «Нововолинськ» є 500 МВт.

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.2.2 табл. 5.4.1.

5.3.1.31 Реконструкція ПС 400 кВ «Мукачеве», за програмою «Модернізація мережі передачі Укренерго, за підтримки ЄБРР»

Існуючий стан.

Підстанція 400/220/110/35 кВ «Мукачеве» була введена в експлуатацію в 1962 р. Підстанція розташована за адресою вул. Гагаріна 91, селище Ключарки, Мукачівського району Закарпатської області. Загальна площа підстанції складає 15 га. Підстанція підпорядкована Західній ЕС, яка є структурним підрозділом НЕК «Укренерго».

Підстанція є частиною так званого Бурштинського острову - частини ОЕС України, яка працює в паралельному режимі з енергосистемою ENTSO-E. ПС має стратегічно важливе значення для експорту електроенергії до європейських країн.

Загальна встановлена потужність АТ дорівнює 1 198 МВА, а саме:



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

- АТ-1 200 МВА, 220/110/35 кВ типу АТДЦТН-200000/220/110/35 (виготовлений в 1983 р.);
- АТ-2 200 МВА, 220/110/35 кВ типу АТДЦТН-200000/220/110/35 (виготовлений в 1983 р.);
- АТ-3 400/220/35 кВ, 3 x 133 МВА типу АОДЦТГ-133000/400/220/35 (виготовлений в 1964 р.);
- АТ-4 400/220/35 кВ, 3 x 133 МВА типу АОДТН-133000/400/220/35 (виготовлений в 2010 р. завершальна стадія введення в експлуатацію).

З підстанції відходять 5 міждержавних ПЛ, а саме:

- до Угорщини:
 - ПЛ 440 кВ Мукачеве - Шайосегед;
 - ПЛ 220 кВ Мукачеве - Тисальок;
 - ПЛ 220 кВ Мукачеве - Кішварда.
- до Румунії:
 - ПЛ 400 кВ Мукачеве - Рошіорь;
- до Словаччини:
 - ПЛ 400 кВ Мукачеве – Капушани.

ВРП 400 кВ побудовано за схемою "трансформатор - шини" з підключенням ПЛ через два вимикачі (схема 330-10) з двома групами однофазних АТ та чотирма заходами ліній:

- ПЛ 400 кВ Бурштинська ТЕС - Мукачеве;
- ПЛ 400 кВ Мукачеве - Капушани;
- ПЛ 400 кВ Мукачеве - Рошіорь;
- ПЛ 400 кВ Мукачеве - Шайосегед.

Зв'язок між ВРП 400 кВ та ВРП 220 кВ забезпечують дві групи однофазних автотрансформаторів.

Зв'язок між ВРП 220 кВ та ВРП 110 кВ забезпечують два трифазних автотрансформатори 220/110 кВ.

ВРП 220 кВ організовано за схемою "дві робочі та обхідна система шин" (схема 220-7), що є типовою. До ВРП 220 кВ приєднані 6 ПЛ, чотири внутрішніх та дві міжсистемні.

ВРП 110 кВ побудовано за схемою "одна робоча секціонована система шин з обхідною" (схема 110-6). До ВРП 110 кВ приєднані 7 ПЛ, однак за діючими українськими технічними нормативами максимальна кількість приєднань для цієї схеми становить 6.

Живлення власних потреб підстанції забезпечується чотирма ТВП з шин 35 кВ автотрансформаторів, двома трансформаторами потужністю 630 кВА кожен, одним 560 кВА та одним трансформатором 1000 кВА.

Зовнішнє резервне живлення підстанції організоване по лініях 10 кВ системи розподілу.

Проблемні питання

Потребують заміни три фази (АТ-3 ф.А,В,С) типу АОДЦТНГ-133000/400/220, інтенсивно відбувається старіння магнітопроводу АТ, завод рекомендує провести заміну АТ. В 2020 році планується завершити виготовлення проекту на роботи по заміні даного АТ та придбати 4 фази АТ, з яких одна фаза резервна. Договір на придбання 4-х фаз АТ укладений в 2019 р., оплачено аванс, очікується отримання автотрансформатора в 2020 році.

Трифазні автотрансформатори (АТ-1 та АТ-2) 220/110/35 кВ, потужністю по 200 МВА кожен також вичерпали термін служби - відпрацювали тридцять п'ять років.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Необхідна реконструкція ВРП 110кВ з заміною вимикачів на елегазові з влаштуванням 2-х систем шин з обхідною.

Застарілі вимикачі 220 кВ замінені на елегазові, і таким чином ВРП 220 кВ вже майже повністю оновлений (з 12 вимикачів залишилося тільки 2 старі). З іншого боку, на ВРП 110 кВ з 11 вимикачів тільки 3 вимикачі були замінені на елегазові.

У 2004 році ТС були модернізовані для забезпечення класу точності 0,2 замість 0,5 для системи обліку трансграничних перетоків електроенергії, згідно стандарту ENTSO-E, на ВРП 220 кВ застосовані комбіновані ТС+ТН. Інші ТС, що залишилися, застарілі.

У 2009 році були встановлені дві нові комірки 220 кВ з новим обладнанням приєднання ПЛ 220кВ «Хуст».

Незначна кількість роз'єднувачів на ВРП 440 та 220 кВ була замінена.

Велика кількість металевих та бетонних конструкцій мають поганий стан через значний вік.

Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче.

Кількість обладнання на ПС «Мукачеве», яке вже було замінене та яке потребує заміни

Обладнання та системи	Всього	Замінене/ в процесі заміни / в задов. стані	Потребує заміни
ВРП 400 кВ			
Автотрансформатори	6	3	3
Вимикачі	10	4	6
Роз'єднувачі	24	6	18
Трансформатор напруги	18	16	2
Трансформатор струму	42	18	24
Розрядники/ОПН	6	6	0
Загороджувачі	9	0	9
Конденсатори зв'язку	9	0	9
ВРП 220 кВ			
Автотрансформатори	2	2	0
Вимикачі	12	10	2
Роз'єднувачі	48	12	36
Трансформатор напруги	7	0	7
Трансформатор струму	36	3	33
Комбіновані трансформатори струмута напруги	21	18	3
Розрядники/ОПН	18	12	6
Загороджувачі	18	3	15
Конденсатори зв'язку	16	3	13
ВРП 110 кВ			
Вимикачі	11	3	8
Роз'єднувачі	31	0	31
Трансформатор напруги	6	3	3
Трансформатор струму	33	3	30
Розрядники/ОПН	12	9	3



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Загороджувачі	15	0	15
Конденсатори зв'язку	12	0	12
Інше:			
ТВП 35	4	2	2
ТВП 10	1	0	1
Шунтуючий реактор 35 кВ	6	3	3
Обладнання РЗА, комплект	1	0	1
Акумуляторні батареї, комплект	2	2	0
Зарядні пристрої	3	3	0
Щит постійного струму, комплект	2	0	2
Щит змінного струму, комплект	2	0	2

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 110, 220 та 400 кВ ПС 400 кВ «Мукачеве» станом на 01.01.2020 р.

Величини струмів короткого замикання на шинах 110, 220 та 400 кВ ПС 400 кВ «Мукачеве»

Системи шин	I кз (Зф), кА	I кз (1ф), кА
400 кВ	15,2	13,1
220 кВ	17,1	18,0
110 кВ	14,0	17,0

ПЛ 10 кВ розподільчої мережі, яка є джерелом зовнішнього резервного живлення підстанції, має пошкодження та загалом ненадійна через значну кількість відключень. На підстанції немає дизель-генератора, його потрібно встановити.

Підстанція має обладнання та канали ВЧ та радіозв'язку, але вони не підтримують стандартний протокол обміну МЕК 61850 для систем захисту та потребують модернізації. Канали ВОЛЗ не заведені на підстанцію.

Виходячи з попередніх міркувань та даних щодо експлуатації та обслуговування підстанції, основні характерні особливості та потреби підстанції можна класифікувати, як зазначено нижче, за класами напруги:

ВРП 400 кВ

- наявної площі РП недостатньо для переходу на "полуторну" схему та запланованого розширення;
- має відповідний стан з підключенням до європейської мережі електропередачі;
- обладнання досить старе, окрім нових комірок, ТС і ТН, та систем захисту;
- високий рівень оновлення пристроїв захисту, розташованих на самому ВРП.

ВРП 220 кВ

- обладнання застаріле, окрім реконструйованої комірки та двох нових комірок;
- високий рівень оновлення пристроїв захисту, БРП розташована на віддалі ВРП, біля будівлі ЗПУ;
- має відповідні проблеми з експлуатацією та обслуговуванням старих ТС.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

ВРП 110 кВ

- найменш реконструйований ВРП на підстанції із старим обладнанням;
- існують експлуатаційні обмеження через негнучкість існуючої схеми, необхідне приведення до стандартної схеми;
- матиме можливості для розширення після зміни схеми на стандартну "дві робочі системи шин з обхідною", вільне місце є;
- проведено декілька замін пристроїв захисту у ВРП, розташованому поблизу будівлі ЗПУ;
- у перспективі очікується зростання кількості приєднань.

Для підвищення надійності електропостачання споживачів у Закарпатському регіоні цим Планом розвитку системи передачі передбачено будівництво ПС 400 кВ "Ужгород" та її зв'язків з ПС "Мукачеве" та ПС "Капушани". Таким чином, ще одна лінія електропередачі буде підключена до РП 400 кВ, що вимагатиме зміни його схеми, оскільки наразі кількість приєднаних до нього ліній є максимально дозволеною для схеми "трансформатор - шини з підключенням лінії через два вимикачі".

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.2.3 табл. 5.4.1.

5.3.1.32 Реконструкція ПС 330 кВ «Львів Південна», за програмою «Модернізація мережі передачі Укренерго, за підтримки ЄБРР»

Існуючий стан підстанції

Підстанція 330 кВ «Львів південна» введена в експлуатацію в 1973 р. та має напруги 330/220/110/35/10 кВ.

Підстанція підпорядкована Західній ЕС, яка є структурним підрозділом НЕК "Укренерго" та розташована за адресою: 81036, Львівська обл., Пустомитівський р-н, с. Жирівка. Загальна площа підстанції складає 12,5 га.

Загальна встановлена потужність АТ та Т дорівнює 1 130 МВА, а саме:

- АТ-1 125 МВА, 220/110/10 кВ (виготовлений в 1968 р., пройшов капремонт в 2010 р.).
- АТ-2 200 МВА, 220/110/10 кВ (виготовлений в 1971 р., пройшов капремонт в 2008 р.).
- АТ-3 240 МВА, 330/220/35 кВ (виготовлений в 1972 р., пройшов капремонт в 2008 р.).
- АТ-4 200 МВА, 330/110/10 кВ (виготовлений в 1973 р., пройшов капремонт в 2002 р.).
- АТ-5 потужністю 125 МВА, 330/110/10 кВ (виготовлений в 2016р., введено в експлуатацію 2018р.).

Згідно з Інвестиційною програмою 2015 року, придбано новий автотрансформатор АТ-5, а в 2017 - 2018 р. було заплановано здійснити повний комплекс будівельно-монтажних робіт (БМР) і ввести його в експлуатацію. Наразі ці роботи завершено.

АТ-6 240 МВА, 330/220/35 кВ (виготовлений в 1983 р., пройшов капремонт в 1996 р.).

ВРП 330 кВ виконаний за схемою «трансформатори-шини з приєднанням ліній через два вимикачі» (330-10). До ВРП 330 кВ приєднано дві ПЛ 330 кВ:

- Західноукраїнська – Львів-південна №1;
- Західноукраїнська – Львів-південна №2;



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

ВРП 330 кВ зв'язаний:

- з ВРП 220 кВ за допомогою двох автотрансформаторів АТ-3 та АТ-6 потужністю 240 МВА кожний;
- з ВРП 110 кВ – за допомогою двох автотрансформаторів - АТ-4 потужністю 200 МВА та АТ-5 потужністю 125 МВА.

Слід відмітити, що автотрансформатори АТ-4 та АТ-5 330/110 кВ були приєднані до ВРП 110 кВ через один вимикач на стороні 110 кВ, що є недоліком схеми. На даний час, при встановленні нового АТ-5 цей недолік усунуто.

ВРП 220 кВ побудоване за схемою "дві робочі системи шин та обхідна" (схема 220-7). До ВРП 220 кВ приєднано чотири ПЛ 220 кВ:

- Львів південна – Стрий А;
- Львів південна – Стрий Б;
- Добротвірська ТЕС – Львів південна А;
- Добротвірська ТЕС – Львів південна Б;

ВРП 220 кВ зв'язаний з ВРП 110 кВ за допомогою двох автотрансформаторів – АТ-1 потужністю 125 МВА та АТ-2 потужністю 200 МВА.

ВРП 110 кВ побудоване за схемою "дві робочі секціоновані системи шин та обхідна" (схема 110-7). Слід відмітити, що до ВРП приєднано 15 ПЛ, що більше на 3 приєднання, ніж дозволено НТП ЕС.

Таким чином, ВРП 110 кВ необхідно реконструювати з переходом до схеми «дві робочі, секціоновані вимикачами, і обхідна системи шин з двома обхідними і двома шиноз'єднувальними вимикачами» (110-8).

Лініями електропередачі 110 кВ (загалом 14 ліній) ПС 330 кВ «Львів Південна» зв'язана з:

- ПС 330 кВ «Львів Західна» по одному дволанцюговому зв'язку 110 кВ (довжина даного транзиту не перевищує 100 км);
- ПС 330 кВ «Яворів» по двом зв'язкам 110 кВ, один з транзитів проходить через вузлову ПС 110 кВ «Вел. Любін-Т» (довжина даного транзиту перевищує 100 км та становить 127 км);
- ПС 220 кВ «Львів-2» по двом зв'язкам 110 кВ (довжина транзитів не перевищує 100 км);
- ПС 220 кВ «Розділ» по двом зв'язкам 110 кВ. В один з транзитів входить вузлова ПС 110 кВ «Бібрка» (довжина транзитів не перевищує 100 км).

Лінією електропередачі 110 кВ ПС 330 кВ «Львів-південна» зв'язана з приєднанням «Стадіон». Комірка та лінія електропередачі 110 кВ змонтовано до Євро 2012 але не передано на баланс НЕК «Укренерго». Електропостачання власних потреб підстанції здійснюється від шин 10 кВ через чотири ТВП потужністю 630 кВА кожний.

Проблемні питання

В цілому, основне обладнання знаходиться в задовільному технічному стані.

Більша частина обладнання, що експлуатується, як і запасні частини до нього, на даний час виробниками вже не виготовляється. Слабкою ланкою в експлуатації є повітряні вимикачі, роз'єднувачі і трансформатори струму.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Силове обладнання та пристрої РЗА, збору та реєстрації даних загалом вже зношене, фізично та морально застаріле, а деяку його частину вже знято з виробництва.

Опорна ізоляція та обертові колонки роз'єднувачів мають ознаки пошкоджень. Мали місце випадки розшарування ізоляції та появи дефектів опорної ізоляції та деяких елементів розрядників. Пошук та комплектація запасних частин та компонентів до роз'єднувачів усіх класів напруги під час проведення ремонту дуже ускладнені, тому що виробництво цих типів обладнання припинено.

Експлуатаційні параметри гумових ущільнень ТС та ТН також погіршуються, що призводить до протікання оливи.

Трансформатори струму та напруги для систем виміру і обліку електроенергії використовуються класу 0,5. В системах обліку електроенергії частково впроваджені нові прилади обліку.

Системи збору даних, вимірювань та обліку електроенергії були частково модернізовані. На підстанції немає повномасштабної системи управління.

Система постійного струму фізично застаріла і обладнання практично відпрацювало свій експлуатаційний термін.

Кабельне господарство підстанції характеризується значним ступенем зносу та старіння, включно з опорними конструкціями, які несуть кабелі (кабельні лотки та канали, бетонні плити покриття), а також незадовільним станом значної частини самих кабелів через значний термін експлуатації.

Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче.

Кількість обладнання на ПС 330 кВ «Львів Південна», яке вже було замінено в попередні роки та яке потребує заміни в рамках нового інвестиційного проєкту

Обладнання та системи	Загалом	Замінено/в процесі заміни/в задов.стані	Потребує заміни
ВРП 330 кВ			
Автотрансформатори	4	1	3
Вимикачі	4	0	4
Роз'єднувачі	14	0	14
Трансформатори напруги	6	0	6
Трансформатори струму	12	12	0
Розрядники /ОПН	12	6	6
Загороджувачі	8	0	8
Конденсатори зв'язку	16	0	16
ВРП 220 кВ			
Автотрансформатори	2	0	2
Вимикачі	10	0	10
Роз'єднувачі	40	0	40
Трансформатори напруги	7	0	7
Трансформатори струму	30	3	27
Розрядники /ОПН	18	12	6
Загороджувачі	8	0	8
Конденсатори зв'язку	15	0	15
ВРП 110 кВ			
Вимикачі	20	5	15



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Роз'єднувачі	80	4	76
Трансформатори напруги	7	0	7
Трансформатори струму	60	6	54
Розрядники /ОПН	19	6	13
Загороджувачі	11	0	11
Конденсатори зв'язку	9	1	8
ТВП	4	0	4
Обладнання РЗА (комплект)	1	0	1
Пристрої логічного блокування	39	0	39
Акумуляторні батареї, (комплект)	1	0	1
Зарядні пристрої	3	1	2
Щит постійного струму (комплект)	1	0	1
Щит змінного струму (комплект)	1	0	1

На приєднанні 110 кВ ПЛ Щирець було замінено елегазовий вимикач типу GL 312 F1, виготовлений у 2002 р. на інший типу LTB 123 D1/B. Згідно висновку акту огляду полюсу елегазового вимикача від 14.03.2019 р. причиною внутрішнього перекриття фази «А» елегазового вимикача 110 кВ ПЛ Щирець було заклинювання механізму рухомого дугогасильного контакту у ввімкненому положенні.

На автотрансформаторі АТ-2 було замінено вводи фаз «В» та «С» типу ГМТ-II-15-110/2000 УХЛ-1 на однотипні.

Потребує заміни автотрансформатор АТ-4 330 кВ потужністю 200 МВА на новий.

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 110, 220 та 330 кВ ПС 330 кВ «Львів Південна» станом на 01.01.2020 р.

Величини струмів короткого замикання на шинах 110, 220 та 330 кВ ПС 330 кВ «Львів Південна»

Системи шин	I кз (3ф), кА	I кз (1ф), кА
330кВ	18,0	16,1
220кВ	19,8	19,4
110кВ	28,8	33,5

ПС 330 кВ "Львів Південна" розташована в регіоні надлишкової генерації Рівненської та Хмельницької АЕС, і тому приєднане навантаження підстанції має визначатися виходячи з цих умов.

За даними НЕК "Укренерго", максимально прийнятний переток потужності в перерізі Захід - Вінниця складає 4100 МВт, попит в регіоні з надлишкової генерацією дорівнює 1300 МВт, а максимальний виробіток - 4900 МВт. З урахуванням викладеного вище, максимальна приєднана потужність генерації для підстанції складає: $4100 + 1300 - 4900 = 500$ (МВт).

Тому максимальною потужністю для шин 330, 220 та 110 кВ ПС "Львів Південна" 330 кВ є 500 МВт.

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.2.4 табл. 5.4.1.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

5.3.1.33 Реконструкція ПС 330 кВ «Яворів», за програмою «Модернізація мережі передачі Укренерго, за підтримки ЄБРР»

Існуючий стан:

Підстанція 330/110/35/10 кВ «Яворів» введена в експлуатацію в 1976 р. Підстанція розташована за адресою вул. Енергетична 2, місто Новояворівськ, Яворівського району Львівської області. Загальна площа підстанції складає 5 га.

Підстанція підпорядкована Західній ЕС, яка є структурним підрозділом НЕК "Укренерго".

Загальна встановлена потужність АТ та Т дорівнює 232 МВА, а саме:

- АТ-2 200 МВА, 330/110/35 кВ, типу АТДЦТН200000/330/110/35 (виготовлений в 1986 р., пройшов капремонт в 2014 р.);
- Т-1 та Т-2 типу ТДТН-110/35/10 кВ, 16 МВА кожен.

Підстанція приєднана до мережі однією повітряною лінією електропередачі ПЛ 330 кВ Львів Західна – Яворів.

ВРП 330 кВ підстанції має схему «блок лінія – трансформатор» (330-1). Відповідно гранична потужність для шин 330 кВ складає 200 МВт, що визначається пропускнуою спроможністю АТ 330/110 кВ.

ВРП 110 кВ побудоване за схемою "дві робочі системи шин та обхідна" (схема 110-7). До ВРП 110 кВ приєднані 11 ПЛ.

Надійність електропостачання цієї підстанції не відповідає діючим «Нормам технологічного проектування енергетичних систем та електричних мереж» (НТП ЕС), оскільки другим джерелом живлення підстанції є електрична мережа нижчого класу напруги, а саме мережа 110 кВ.

Електропостачання власних потреб підстанції здійснюється від шин 10 кВ через два ТВП потужністю 400 кВА кожний.

Проблемні питання

З часів введення в експлуатацію ПС 330 кВ «Яворів» відбулась модернізація електрообладнання, експлуатаційні характеристики якого не задовольняли існуючим вимогам. Часткова заміна на ПС непридатного для подальшої експлуатації електрообладнання призвела до виникнення різноманітного обладнання, яке сьогодні знаходиться в експлуатації, що в свою чергу ускладнює його експлуатацію та проведення ремонтів.

Загальний прогрес з модернізації підстанції дуже низький.

Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче.

Кількість обладнання на ПС «Яворів», яке вже було замінене та яке потребує заміни

Обладнання та системи	Всього	Замінене/ в процесі заміни / в задов. стані	Потребує заміни
ВРП 330 кВ			
Автотрансформатори 330/110/35 кВ, 220 МВА	1	0	1
Вимикачі	-	-	-
Роз'єднувачі	1	0	1



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Обладнання та системи	Всього	Замінене/ в процесі заміни / в задов. стані	Потребує заміни
Трансформатор напруги	3	0	3
Трансформатор струму	3	0	3
Розрядники/ОПН	3	0	3
Загороджувачі	5	0	5
Конденсатори зв'язку	3	0	3
ВРП 110 кВ			
Автотрансформатор 110/35/10 кВ, 16 МВА	2	0	2
Вимикачі	16	2	14
Роз'єднувачі	64	4	60
Трансформатор напруги	7	0	7
Трансформатор струму	42	12	30
Розрядники/ОПН	18	6	12
Загороджувачі	3	0	3
Конденсатори зв'язку	3	0	3
ТВП 10/400/0,4	2	0	2
Обладнання РЗА, комплект	1	0	1
Пристрої логічного блокування	18	0	18
Акумуляторні батареї, комплект	1	0	1
Зарядні пристрої	3	3	0
Щит постійного струму, комплект	1	0	1
Щит змінного струму, комплект	2	0	2

Змонтовано нове приєднання КЛ/ПЛ 110 кВ «Яворівська СЕС/ВЕС» зі встановленням нового обладнання:

- Вимикач 110 кВ типу LTB-123D1/B;
- 4 роз'єднувача 110 кВ ШР ІСШ-110; ЛР-110 кВ ШР; ІІСШ-110; ШР ОСШ-110 типу GW55-126D/2000;
- 6 фаз ТС-110 кВ, типу ІМВ-123;
- 3 фази ОПН-110 кВ типу РЕХІІМ R108-УН123;
- 3 фази ОПН-10 кВ типу MWK 08.

Величини струмів короткого замикання на шинах 110 та 330 кВ ПС 330 кВ «Яворів»

Системи шин	І кз (3ф), кА	І кз (1ф), кА
330 кВ	7,6	6,7
110 кВ	11,1	12,6

На сьогодні значна частина обладнання, що знаходиться в експлуатації, а також запчастини до нього вже зняті з виробництва. Слабкою ланкою в експлуатації є маслонаповнені вимикачі, роз'єднувачі і трансформатори струму.

Обладнання РЗА та пристрої збору та реєстрації даних загалом вже зношене, фізично та морально застаріле, а деяку його частину вже знято з виробництва.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Роз'єднувачі мають послаблену опорну і поворотну ізоляцію, зафіксовані випадки розшарування ізоляції та поява дефектів в опорній ізоляції та окремих елементах розрядників. Пошук та комплектація запасних частин та компонентів до роз'єднувачів усіх класів напруги під час проведення ремонту дуже ускладнені, тому що виробництво цих типів обладнання припинено, особливо для обладнання класу 35 кВ.

Фарфорова ізоляція (опорні та підвісні ізолятори) фізично зношена та має невідповідні робочі характеристики.

Втрачають експлуатаційні властивості гумові ущільнення трансформаторів струму і напруги, що приводить до випадків протікання оливи.

Трансформатори струму та напруги для систем виміру і обліку електроенергії використовуються класу 0,5. В системах обліку електроенергії частково впроваджені нові прилади обліку. Системи збору даних, вимірювань та обліку електроенергії були частково модернізовані.

Відсутня повноцінна АСКТП підстанції.

Підстанція має обладнання та канали ВЧ та радіозв'язку, але вони не підтримують стандартний протокол обміну МЕК 61850 для систем захисту та потребують модернізації. На підстанції немає каналів ВОЛЗ.

Встановлені два ТВП, обидва потребують заміни. На ПС встановлена тільки одна акумуляторна батарея свинцево-кислотного типу, яка вже відпрацювала свій ресурс. У разі втрати резервного живлення підстанція не має альтернативного джерела струму (дизель-генератора).

Згідно з вимогами діючих технічних норм і стандартів, для забезпечення гарантованого живлення на ПС потрібно встановити другу АБ та джерело безперебійного живлення.

Система постійного струму фізично застаріла і обладнання практично відпрацювало свій експлуатаційний термін.

Кабельне господарство підстанції характеризується значним ступенем зносу та старіння, включно з опорними конструкціями, які несуть кабелі (кабельні лотки), а також незадовільним станом значної частини самих кабелів через значний термін експлуатації.

Необхідна заміна металевих та бетонних будівельних конструкцій, які мають пошкодження (фундаменти та стояки під обладнання, фундаменти трансформаторів та інше).

На сьогодні вже видані та розглядаються технічні умови з підключення до підстанції «Яворів» нових відновлювальних джерел електричної енергії (ВДЕ) – сонячних електростанцій

- СЕС ТОВ «Енергопостач-плюс» - 4,9 МВт (РП 35 кВ);
- СЕС ТОВ «Лайтфул» - 9,9 МВт (РП 35 кВ).

Та вже підключені до підстанції:

- СЕС ТОВ «Санлайт Дженерейшин» - 19,8 МВт (РП 35 кВ);
- СЕС «Яворів-1» - 63.0 МВт (РП 110 кВ).

Загальна потужність (СЕС) майже 100 МВт.

При цьому гранична потужність для шин 330 кВ буде обмежена пропускною здатністю існуючого АТ 330/110 кВ, а завантаження трансформаторів Т-1 і Т-2 наближається до номінального значення. Виникає необхідність у заміні АТ та силових трансформаторів Т-1 і Т-2 на більш потужні. Крім того, приєднання ПЛ 110 кВ СЕС «Яворів-1» буде вимагати переведу існуючого ВРП 110 кВ на схему 110-8.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Для приведення ПС 330 кВ «Яворів» у відповідність НТП ЕС, а також з метою: запобігання перевантаження одного з АТ 750/330 кВ на ПС 750 кВ «Західноукраїнська» при відключенні другого, видачі потужності нових ВДЕ та для забезпечення надійного електропостачання існуючих і перспективних споживачів даного енерговузла цим Планом розвитку системи передачі передбачено будівництво нової ПЛ 330 кВ Нововолинська – Яворів з реконструкцією РП 330 кВ ПС «Яворів» та «Львів західна». Заведення на ПС другої ПЛ 330 кВ потребує встановлення другого АТ.

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.2.5 табл. 5.4.1.

5.3.1.34 Реконструкція ПС 330 кВ «Грабів», за програмою «Модернізація мережі передачі Укренерго, за підтримки ЄБРР»

Існуючий стан підстанції.

Підстанція 330 кВ «Грабів» введена в експлуатацію в 1975 р. та має напруги 330/220/110/35/10 кВ.

Вона розташована за адресою вул. Чорновола 54, селище Грабів, Рівненського району Рівненської області. Загальна площа підстанції складає 7,1 га.

Підстанція підпорядкована Західній ЕС, яка є структурним підрозділом НЕК "Укренерго". Початково вона будувалася для забезпечення електропостачання великого хімічного підприємства ВО «Рівнеазот», розташованого неподалік. Пізніше підстанція неодноразово розбудовувалася.

Загальна встановлена потужність АТ дорівнює 565 МВА, а саме:

- АТ-1 125 МВА, 330/110/35 кВ, типу АТДТН-125000/330/110/35 (виготовлений в 2006 р.);
- АТ-2 200 МВА, 330/110/35 кВ, типу АТДЦТН-200000/330/110/10 (виготовлений в 1993 р.);
- АТ-3 240 МВА, 330/220/35 кВ, типу АТДЦТГ-240000/330/220/35 (виготовлений в 1975 р.).

ВРП 330 кВ побудоване за схемою "трансформатор - шини" з підключенням ПЛ через два вимикачі (схема 330-10) з двома заходами ліній:

- ПЛ 330 кВ РАЕС - Грабів;
- ПЛ 330 кВ Грабів - Рівне.

Зв'язок між ВРП 330 кВ та ВРП 220 кВ забезпечує трифазний автотрансформатор АТ-3 330/220 кВ потужністю 240 МВА.

ВРП 220 кВ утворене приєднанням "трансформатор - лінія" з підключенням ПЛ 220 кВ Луцьк Північна через вимикач. Ця ПЛ з'єднує ПС Грабів та ПС Луцьк Північна.

ВРП 110 кВ побудоване за схемою "дві робочі системи шин з обхідною" (схема 110-7). До ВРП 110 кВ приєднані 9 ПЛ.

Зв'язок між ВРП 330 кВ та ВРП 110 кВ забезпечують два автотрансформатори АТ-1 і АТ-2 330/110 кВ потужністю відповідно 125 МВА та 200 МВА.

Живлення власних потреб підстанції забезпечується трьома ТВП з шин 35 кВ автотрансформаторів потужністю 630 кВА кожен.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Поточне навантаження на підстанції наразі доволі низьке та значною мірою залежить від виробничої потужності хімічного комбінату. Навантаження АТ-1 і АТ-2 знаходиться на рівні 25-35%, а АТ-3 - біля 15%.

Розглядається можливість розширення ВРП 330 кВ на одну комірку за рахунок переведення існуючої ПЛ 220 кВ Грабів - Луцьк Північна на напругу 330 кВ.

ПС Грабів має значний потенціал розширення через наявність великої вільної площі між ВРП 330 та 110 кВ.

Проблемні питання

Підстанція має зношене застаріле обладнання з відпрацьованим ресурсом, але в прийнятному та роботоспроможному стані, при цьому потребує проведення постійних значних та затратних обсягів ремонту.

Однак за останні роки було проведено заміну декількох одиниць обладнання: 2 вимикачі на ВРП 110 кВ було замінено на елегазові виробництва AREVA, деякі ТС та ТН, ОПН тощо; але загальна кількість заміненого обладнання ще досить низька.

Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче.

Кількість обладнання на ПС 330 кВ «Грабів», яке вже було замінено та яке потребує заміни

Обладнання та системи	Всього	Замінено/ в процесі заміни / в задов. стані	Потребує заміни
ВРП 330 кВ			
Автотрансформатори	3	2	1
Вимикачі	6	0	6
Роз'єднувачі	17	0	17
Трансформатор напруги	9	4	5
Трансформатор струму	18	15	3
Розрядники /ОПН	9	6	3
Загороджувачі	4	0	4
Конденсатори зв'язку	4	0	4
ВРП 220 кВ			
Вимикачі	1	0	1
Роз'єднувачі	2	0	2
Трансформатор напруги	3	0	3
Трансформатор струму	3	0	3
Розрядники /ОПН	3	3	0
Загороджувачі	3	0	3
Конденсатори зв'язку	3	0	3
ВРП 110 кВ			
Вимикачі	13	2	11
Роз'єднувачі	51	0	51
Трансформатор напруги	7	0	7
Трансформатор струму	27	6	21
Розрядники /ОПН	12	6	6



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Обладнання та системи	Всього	Замінене/ в процесі заміни / в задов. стані	Потребує заміни
Загороджувачі	5	0	5
Конденсатори зв'язку	5	0	5
ТВП	3	0	3
Обладнання РЗА та ПА, комплект	1	0	1
Пристрої логічного блокування	19	0	19
Акумуляторні батареї, комплект	1	1	1
Зарядні пристрої	2	1	1
Щит постійного струму, комплект	1	0	1
Щит змінного струму, комплект	1	1	0

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 110, 220 та 330 кВ ПС 330 кВ «Грабів» станом на 01.01.2020 р.

Величини струмів короткого замикання на шинах 110, 220 та 330 кВ ПС 330 кВ «Грабів»

Системи шин	I кз (3ф), кА	I кз (1ф), кА
330кВ	14,0	13,0
220кВ	6,8	6,8
110кВ	14,0	16,9

Стосовно систем захисту, у період з 2006 по 2012 рр. три пристрої РЗА на рівні 330 кВ та 220 кВ були замінені на мікропроцесорні, але обладнання контролю та управління все ще механічного типу. Також були встановлені інформаційно-діагностичні комплекси "Регіна". Пристрої захисту на рівні 110 кВ все ще електромеханічного типу, були оновлені тільки термінали ДЗШ та УРОВ.

На ВРП встановлені три ТВП 35/0.4 кВ потужністю 3х630 кВА 1974 та 1975 рр. виготовлення, які потребують заміни. Підстанція має можливість в разі необхідності перевезти дизель-генератор, що розташований неподалік (15 км) на ПС 330 кВ «Рівне», але через немінучі затримки з транспортуванням та підключенням в обсяг даного Проєкту слід включити встановлення власного дизель генератора на ПС.

Підстанція має обладнання та канали ВЧ та радіозв'язку, але вони не підтримують стандартний протокол обміну МЕК 61850 для систем захисту та потребують модернізації. На ПС немає ВОЛЗ, але існує план їх заведення. Термінал для підключення ВОЛЗ наявний.

Серед пристроїв захисту є як старі, так і нові прилади. Релейний захист трьох ПЛ 220 та 330 кВ замінений на новий. Реле захисту, що залишилися, виготовлені в 70-х роках минулого сторіччя, та потребують заміни. ЩПС теж застарілий і потребує заміни. В релейній залі потрібно встановити кондиціонування повітря.

Наразі не існує можливості віддаленого управління комутаційними апаратами підстанції як з НДЦ, так і з РДЦ (НДЦ дає інструкції щодо перемикачів 330 та 220 кВ, РДЦ - щодо іншого обладнання,



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

інструкції надходять у вигляді голосових команд). Керування вимикачами може здійснюватися операторами з ГЩУ підстанції, але роз'єднувачі мають тільки ручне керування.

Загальний стан споруд та інфраструктури ПС, включно з під'їзною дорогою, незадовільний. Фундаменти порталів та кабельні лотки в поганому стані та потребують ремонту.

З іншого боку, рік тому контур заземлення був відновлений. ТВП виготовлені в 1974 - 1975 рр. і потребують заміни.

В 2010 р. на ПС замінено акумуляторну батарею на нову малообслуговуваного типу (однак згідно діючих нормативів, на підстанції необхідно встановити другу акумуляторну батарею).

Підстанція має компресорну станцію, що складається з чотирьох компресорів, та оливогосподарство. Система пожежогасіння встановлена на АТ2, АТ3. Під'їзд до підстанції існуючою дорогою ускладнений через її стан.

Загальний стан ПС:

- загальний низький рівень реконструкції;
- як і на інших недостатньо відновлених підстанціях, повсякденне обслуговування ускладнене через відсутність запасних частин. Це питання частково вирішується шляхом спільного запасу та використання обладнання з інших підстанцій НЕК "Укренерго".
- також ПС має одну вхідну лінію 220 кВ, яка у перспективі потребуватиме переведення на стандартний рівень напруги 330 кВ. Це дасть змогу відмовитися від АТ-3, єдиним завданням якого наразі є регулювання напруги.

Існує достатній запас потужності АТ. Поряд з ВРП 330 кВ є вільне місце. Після знесення будівлі компресорної звільниться додаткове місце.

ПС 330 кВ "Грабів" розташована в регіоні надлишкової генерації Рівненської та Хмельницької АЕС, і тому приєднане навантаження підстанції має визначатися виходячи з цих умов. За даними НЕК "Укренерго", максимально прийнятний переток потужності в перерізі Захід - Вінниця складає 4100 МВт, попит в регіоні з надлишкової генерацією дорівнює 1300 МВт, а максимальний виробіток – 4900 МВт. З урахуванням викладеного вище, максимальна приєднана потужність генерації для підстанції складає: $4100 + 1300 - 4900 = 500$ (МВт). Тому максимальною потужністю для ПС 330 кВ "Грабів" є 500 МВт.

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.2.6 табл. 5.4.1.

5.3.1.35. Реконструкція ПС 220 кВ «Калуш» за програмою «Модернізація мережі передачі Укренерго, за підтримки МБРР Другий проєкт з передачі електроенергії

Існуючий стан підстанції.

Підстанція була введена в експлуатацію в 1983 році.

Підстанція розташована в Івано-Франківській області, Калуський район, с. Мостище, вул. Лісова, 1.

Площа підстанції 5,1 га.

Загальна встановлена потужність АТ підстанції становить 400 МВА, а саме:



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

- ✓ АТ1 220/110/35 кВ, 200 МВА (виготовлений в 1982 р. кап.рем 2017р);
- ✓ АТ2 220/110/35 кВ, 200 МВА (виготовлений в 1983 р. кап.рем 1994р.).

ВРП 220 кВ виконано по схемі 220-6 «Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна система шин» та має 6 приєднань:

- ✓ АТ1;
- ✓ АТ-2;
- ✓ ПЛ 220 кВ БуТЕС-1;
- ✓ ПЛ 220 кВ БуТЕС-2;
- ✓ ПЛ 220 кВ ГПП-1 №1;
- ✓ ПЛ 220 кВ ГПП-1 №2.

Всього сім вимикачів 220кВ разом з ОВ-220 кВ.

Існуюче обладнання ВРП 220 кВ відпрацювало ресурс, морально та фізично застаріло та підлягає заміні.

Проведено заміну вводу 220кВ типу ГМТБ-45-22/2000У1 на АТ-1 ф"А" на резервний ГМТБ-45-22/2000У1.

ВРП 110 кВ виконано по схемі №110-7 «Дві робочі та обхідна система шин», має дев'ять приєднань:

- ✓ АТ1;
- ✓ АТ2;
- ✓ ПЛ 110 кВ Височанка А;
- ✓ ПЛ 110 кВ Височанка Б;
- ✓ ПЛ 110 кВ Крона України;
- ✓ ПЛ 110 кВ ГПП-1;
- ✓ ПЛ 110 кВ ТЕЦ-1;
- ✓ ПЛ 110 кВ ПГП-31;
- ✓ ПЛ 110 кВ ПГВ-11,12.

Всього 12 вимикачів 110 кВ (в тому числі один резервний).

ВРП 35 кВ живить дві ПЛ 35 кВ (ПГВ-31 №1, ПГВ-31 №1) та два ТВП1,2 35/0,4 кВ.

Живлення щита власних потреб змінного струму здійснюється від двох ТВП ТМ-35/0,4 кВ потужністю 630 кВА (ТВП-1 та ТВП-2) та одного ТВП ТМ-10/0,4 кВ потужністю 400 кВА.

Наступні технічні переоснащення були, головним чином, обмежені ремонтами із аварійною заміною несправного обладнання.

Проблемні питання

Все первинне та вторинне обладнання підстанції фізично і морально зношене, що означає низьку надійність, низьку ефективність та проведення значних та витратних обсягів ремонту. Пошук запчастин в даній ситуації є дуже нагальною проблемою.

- Більша частина обладнання, що експлуатується, як і запасні частини до нього, на даний час виробниками вже не виготовляється. Слабкою ланкою в експлуатації є повітряні вимикачі, роз'єднувачі і вимірні трансформатори.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

- Силові обладнання та пристрої РЗА, збору та реєстрації даних загалом вже зношене, фізично та морально застаріле, а деяку його частину вже знято з виробництва.
- Опорна ізоляція та обертові колонки роз'єднувачів мають ознаки пошкоджень. Мали місце випадки розшарування ізоляції та появи дефектів опорної ізоляції та деяких елементів розрядників. Пошук та комплектація запасних частин та компонентів до роз'єднувачів усіх класів напруги під час проведення ремонту дуже ускладнені, тому що виробництво цих типів обладнання припинено.

Має місце значний рівень забруднення ізоляції підстанції, джерелом якого є Калуська ТЕЦ та хімічні виробництва міста Калуша.

Кількість обладнання на ПС 220 кВ «Калуш», яке вже було замінено в попередні роки та яке потребує заміни в рамках нового інвестиційного проекту

Обладнання та системи	Загалом	Замінено/ в процесі заміни / в задов.стані	Потребує заміни
ВРП 220 кВ			
Автотрансформатори	2	1	1
Вимикачі	7	0	7
Роз'єднувачі	25	0	25
Трансформатори струму	24	1	23
Трансформатори напруги	7	0	7
Розрядники /ОПН	12	0	12
Загороджувачі	7	0	7
Конденсатори зв'язку	8	0	8
ВРП 110 кВ			
Вимикачі	12	0	12
Роз'єднувачі	47	0	47
Трансформатори струму	48	0	48
Трансформатори напруги	7	3	4
Загороджувачі	6	0	6
Конденсатори зв'язку	7	0	7
ТВП	3	0	3
Обладнання РЗА (комплект)	1	0	1
Акумуляторні батареї, (комплект)	2	0	2
Зарядні пристрої	2	2	0
Щит постійного струму (комплект)	1	0	1
Щит змінного струму (комплект)	1	0	1

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 110 і 35 кВ на ПС 220 кВ «Калуш» станом на 01.01.2020 р.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Величини струмів короткого замикання на шинах 330 і 110 кВ ПС 330 кВ «Калуш»

Системи шин	І кз (3ф), кА	І кз (1ф), кА
220 кВ	15,6	15,1
110 кВ	19,5	22,8

Необхідно передбачити встановлення дизель-генератора з автоматичним пуском для живлення власних потреб підстанції.

Необхідно встановити дві герметичні акумуляторні батареї 220В, кожна з яких приєднана до свого щита постійного струму з підзарядними агрегатами.

Для досягнення технічного рівня можливості інтеграції з ENTSO-E та забезпечення цілісності ОЕС України НЕК "Укренерго" спільно з Міжнародним банком реконструкції та розвитку в рамках Другого проєкту передачі електроенергії реалізує інвестиційний проєкт «Автоматизація 15 підстанцій», в який входить реконструкція ПС 220 кВ «Калуш» ВП «Західної ЕС».

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проєктною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.4.10 табл. 5.4.1.

5.3.1.36. Реконструкція ПС 330 кВ «Богородчани» за програмою «Модернізація мережі передачі Укренерго, за підтримки МБРР Другий проєкт з передачі електроенергії

Існуючий стан.

Підстанція ПС 330 кВ «Богородчани» введена в експлуатацію в 1990 р. Підстанція розташована за адресою Івано-Франківська обл., Богородчанський р-н, 77716, с. Похівка, вул. Гайова 4. Загальна площа підстанції складає 4,74 га.

Підстанція підпорядкована Західній ЕС, яка є структурним підрозділом НЕК "Укренерго".

Загальна встановлена потужність АТ дорівнює 250 МВА, а саме:

- АТ-1 125 МВА, 330/110/10 кВ, типу АТДЦТН-125000/330/110/10 (виготовлений в 1989 р., пройшов капремонт в 2003 р.);
- АТ-2 125 МВА, 330/110/10 кВ, типу АТДЦТН-125000/330/110/10 (виготовлений в 1989 р., пройшов капремонт в 2003 р.).

ПС 330 кВ «Богородчани» отримує живлення по ПЛ 330 кВ Івано-Франківськ – Богородчани, в перспективі планується будівництво ПЛ 330 кВ Західноукраїнська – Богородчани. В даний час на ПС працюють два трифазні автотрансформатори потужністю по 125 МВА кожний, напругою 330/110/10 кВ. Станом на 2017 р. один трансформатор знаходиться в резерві, завантаження іншого становило 27-61%.

ВРП 330 кВ виконано по схемі 330-9 «Чотирикутник» та має 4 приєднання: АТ1, АТ2 та дві ПЛ 330 кВ:

- ПЛ 330 кВ Богородчани – Івано-Франківськ;
- ПЛ 330 кВ Бурштинська ТЕС – Богородчани (не діюча).



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

ВРП 110 кВ виконане за схемою 110-7 «дві робочі та обхідна системи шин», має 9 приєднань: сім ПЛ 110 кВ та два АТ 330/110/10 кВ:

- ПЛ 110 кВ Прогрес 1;
- ПЛ 110 кВ Прогрес 2;
- ПЛ 110 кВ Прогрес 3;
- ПЛ 110 кВ Богородчани;
- ПЛ 110 кВ Березівка;
- ПЛ 110 кВ Івано-Франківськ;
- ПЛ 110 кВ Надвірна.

РП 10 кВ з двома секціями 10 кВ, має шість приєднань – АТ1, АТ2, ТВП 1, ТВП 2 та КЛ1, КЛ2 на ПС 110 кВ «КС-7». Живлення РП-10 кВ виконане від двох автотрансформаторів АТ1, АТ2 через реактори бетонні 10 кВ.

Живлення наявного щита власних потреб змінного струму реалізоване від двох ТВП напругою 10/0,4 кВ, які живляться від шин 10 кВ.

Все основне електротехнічне обладнання ВРП 110 кВ та РП 10 кВ на ПС 330/110/10 кВ «Богородчани» за більше ніж тридцять років експлуатації морально і фізично застаріло, а термін експлуатації його вийшов і вимагає повної заміни.

Проблемні питання

- ✓ Більша частина обладнання, що експлуатується, як і запасні частини до нього, на даний час виробниками вже не виготовляється. Слабкою ланкою в експлуатації є повітряні вимикачі, роз'єднувачі і трансформатори струму.
- ✓ Силове обладнання та пристрої РЗА, збору та реєстрації даних загалом вже зношене, фізично та морально застаріле, а деяку його частину вже знято з виробництва.
- ✓ Опорна ізоляція та обертові колонки роз'єднувачів мають ознаки пошкоджень. Пошук та комплектація запасних частин та компонентів до роз'єднувачів усіх класів напруги під час проведення ремонту дуже ускладнені, тому що виробництво цих типів обладнання припинено.
- ✓ Експлуатаційні параметри гумових ущільнень ТС та ТН також погіршуються, що призводить до протікання оливи.
- ✓ На підстанції немає повномасштабної системи управління.
- ✓ Кабельне господарство підстанції характеризується значним ступенем зносу та старіння, включно з опорними конструкціями, які несуть кабелі (кабельні лотки та канали, бетонні плити покриття), а також незадовільним станом значної частини самих кабелів через значний термін експлуатації.

Проведено заміну компресора К-1 типу ЗВШ1,6-3,3/41УХЛ4 Компресорної 1 на компресор ЗВШ1,6-3,3/41УХЛ4 взятого з аварійного запасу.

Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Кількість обладнання на ПС 330 кВ «Богородчани», яке вже було замінене в попередні роки та яке потребує заміни в рамках нового інвестиційного проекту

Обладнання та системи	Всього	Замінене/ в процесі заміни / в задов. стані	Потребує заміни
ВРП 330 кВ			
Автотрансформатори	2	0	2
Вимикачі	4	0	4
Роз'єднувачі	12	0	12
Трансформатор струму	12	0	12
Трансформатор напруги	6	0	6
Розрядники /ОПН	6	0	6
Загороджувачі	8	0	8
Конденсатори зв'язку	8	0	8
ВРП 110 кВ			
Вимикачі	11	0	11
Роз'єднувачі	43	0	43
Трансформатор струму	45	0	45
Трансформатор напруги	7	0	7
Розрядники /ОПН	12	0	12
Загороджувачі	10	0	10
Конденсатори зв'язку	6	0	6
ТВП	2	0	2
Акумуляторні батареї, комплект	1	1	0
Зарядні пристрої	2	0	2

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 330 та 110 кВ на ПС 330 кВ «Богородчани» станом на 01.01.2020 р.

Величини струмів короткого замикання на шинах 330 та 110 кВ ПС 330 кВ «Богородчани»

Системи шин	I кз (3ф), кА	I кз (1ф), кА
330 кВ	8,8	7,6
110 кВ	14,1	14,3

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.4.11 табл. 5.4.1.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

5.3.1.37. Реконструкція ПС 220 кВ «Борислав» за програмою «Модернізація мережі передачі Укренерго, за підтримки МБРР Другий проєкт з передачі електроенергії

Існуючий стан підстанції

Підстанція була введена в експлуатацію в 1952 році. Наступні технічні переоснащення були, головним чином, обмежені ремонтами і аварійною заміною несправного обладнання.

Підстанція розташована за адресою: 82300 Львівська обл., м. Борислав, вул. Братів Лисиків, 3"А". Площа підстанції 3 га.

В даний час на ПС працюють два трифазних автотрансформатори потужністю по 125 МВА кожен, напругою 220/110/35 кВ та два трансформатори потужністю 10 МВА, напругою 35/6 кВ.

Загальна встановлена потужність АТ та Т дорівнює 270 МВА, а саме:

- АТ-1 125 МВА, 220/110/35 кВ типу АДЦТНГ-125000/220/110/35 (виготовлений в 1969 р.)
- АТ-1 125 МВА, 220/110/35 кВ типу АДЦТН-125000/220/110/35 (виготовлений в 1975 р.)
- Т-3 10 МВА, 35/10 кВ типу ТДНС-10000/35/6 (виготовлений в 1973 р.)
- Т-4 10 МВА, 35/10 кВ типу ТДНС-10000/35/6 (виготовлений в 1970 р.)

ВРП 220 кВ виконаний по нетиповій схемі «міст з двома відокремлювачами – короткозамикачами (ВД-КЗ)» з одним приєднанням: ПЛ 220 кВ «Стрий», протяжністю 41,7 км.

Існуюче обладнання ВРП 220 кВ відпрацювало ресурс, морально та фізично застаріло та підлягає заміні.

ВРП 110 кВ працює по схемі 110-7 «дві робочі та обхідна системи шин», має 6 приєднань: чотири ПЛ 110 кВ та два АТ 220/110/35 кВ:

- ✓ ПЛ 110 кВ Ст. Самбір;
- ✓ ПЛ 110 кВ ДДЗ;
- ✓ ПЛ 110 кВ Дрогобич-21;
- ✓ ПЛ 110 кВ Дрогобич-20;
- ✓ АТ-1;
- ✓ АТ-2.

Також в схемі встановлені секційний вимикач та обхідний вимикач.

ВРП 35 кВ виконаний по схемі 35–5 «одна робоча, секціонована вимикачем, система шин» з живленням від обмоток 35 кВ АТ-1 і АТ-2 та має 8 приєднань (шість ПЛ 35 кВ та два АТ):

- ✓ ПЛ 35 кВ Борислав-23;
- ✓ ПЛ 35 кВ Дрогобич ТЕЦ;
- ✓ ПЛ 35 кВ Борислав-22;
- ✓ ПЛ 35 кВ Борислав-3;
- ✓ ПЛ 35 кВ Уриж;
- ✓ ПЛ 35 кВ Борислав-24;
- ✓ АТ1;
- ✓ АТ2;

Також в схемі встановлені шиноз'єднувальний вимикач 35 кВ та резервна комірka з вимикачем 35 кВ, підключена через роз'єднувач до ІСШ 35 кВ. ЗРП 6 кВ виконане по схемі 10-1 «одна секціонована вимикачем система шин» та має 14 приєднань: дванадцять КЛ та два трансформатори.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Живлення ЗРП 6 кВ виконане від двох трансформаторів Т3, Т4 (35/6 кВ, 10 МВА) з шинних мостів 35 кВ АТ1, АТ2.

Живлення існуючого щита власних потреб змінного струму реалізоване від двох ТВП напругою 6/0,4 кВ.

Проблемні питання

Більша частина обладнання, що експлуатується, як і запасні частини до нього, на даний час виробниками вже не виготовляється.

Слабкою ланкою в експлуатації є оливні вимикачі, відокремлювачі, короткозамикачі, роз'єднувачі і трансформатори струму.

Силове обладнання та пристрої РЗА, збору та реєстрації даних загалом вже зношене, фізично та морально застаріле, запасні частини знаходити вкрай важко тому, що їх вже знято з виробництва.

Опорна ізоляція та обертові колонки роз'єднувачів мають ознаки пошкоджень. Мали місце випадки розшарування ізоляції та появи дефектів опорної ізоляції та деяких елементів розрядників. Пошук та комплектація запасних частин та компонентів до роз'єднувачів усіх класів напруги під час проведення ремонту дуже ускладнені, тому що виробництво цих типів обладнання припинено.

Фарфорова ізоляція (опорні та підвісні ізолятори) фізично зношена та потребує заміни. Експлуатаційні параметри гумових ущільнень ТС та ТН також погіршуються, що призводить до протікання оливи.

Трансформатори струму та напруги класу 220 кВ та 110 кВ оновлені, але в класі низьких напруг залишаються старі прилади обліку.

Системи збору даних, вимірювань та обліку електроенергії були частково модернізовані. На підстанції немає повномасштабної системи управління.

Система постійного струму фізично застаріла і обладнання практично відпрацювало свій експлуатаційний термін.

Кабельне господарство підстанції характеризується значним ступенем зносу та старіння, включно з опорними конструкціями, які несуть кабелі (кабельні лотки та канали, бетонні плити покриття), а також незадовільним станом значної частини самих кабелів через значний термін експлуатації.

Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче.

Кількість обладнання на ПС 220 кВ «Борислав», яке вже було замінено в попередні роки та яке потребує заміни в рамках нового інвестиційного проекту

Обладнання та системи	Загалом	Замінено/ в процесі заміни /	Потребує заміни
ВРП 220 кВ			
Автотрансформатори	2	0	2
Роз'єднувачі	3	0	3
Трансформатори напруги	3	3	0
Розрядники /ОПН	2	1	1
Загороджувачі	2	0	2
Конденсатори зв'язку	3	0	3
ВРП 110 кВ			
Вимикачі	8	4	4



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Трансформатори струму	21	21	0
Трансформатори напруги	6	6	0
Розрядники /ОПН	4	1	3
Загороджувачі	1	0	1
Конденсатори зв'язку	1	0	1
ТВП	2	0	2
Обладнання РЗА (комплект)	1	0	1
Акумуляторні батареї, (комплект)	1	0	1
Зарядні пристрої	2	1	1
Щит постійного струму (комплект)	1	0	1
Щит змінного струму (комплект)	1	0	1

У 2019 р. виконано заміну обладнання:

- замінено ввід 110кВ типу БМВП-110/1000У приєднання ПЛ «Ст.Самбір» ввід №3 ф. «В» на резервний ввід типу ГБМВУ 0-15-110/2000 У1.

Використовуються в роботі відділювачі і короткозамикачі 220 кВ, які фізично та морально застарілі, планується розробка проекту по їх заміні в майбутньому.

Величини струмів короткого замикання на шинах 110 та 220 кВ ПС 220 кВ «Борислав»

Системи шин	І кз (3ф), кА	І кз (1ф), кА
220 кВ	6,7	5,98
110 кВ	9,6	10,7

Згідно зі «Стратегією розвитку НЕК "Укренерго" 2017-2026», НЕК "Укренерго" ставить завдання інтегрувати ОЕС України в систему ENTSO-E. Вирішення зазначеного завдання ускладнюється наявністю на підстанціях значної кількості обладнання, яке відпрацювало понад 40 років. Це підвищує ризики росту аварійності на підстанціях та потребує значних капітальних витрат на підтримання обладнання в працездатному стані.

Тому для досягнення технічного рівня можливості інтеграції з ENTSO-E та забезпечення цілісності ОЕС України НЕК "Укренерго" спільно з Міжнародним банком реконструкції та розвитку в рамках Другого проєкту передачі електроенергії реалізує інвестиційний проєкт «Автоматизація 15 підстанцій», в який входить реконструкція ПС 220 кВ «Борислав» ВП «Західна ЕС». Запропоновані заходи передбачають реконструкцію підстанції з заміною обладнання для впровадження на підстанції автоматизованої системи керування технологічними процесами (АСКТП).

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проєктною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.4.12 табл. 5.4.1.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

5.3.1.38. Реконструкція ПС 330 кВ «Рівне» за програмою «Модернізація мережі передачі Укренерго, за підтримки МБРР Другий проєкт з передачі електроенергії

Існуючий стан підстанції:

Підстанція 330 кВ «Рівне» введена в експлуатацію в 1960 р. та має напруги 330/220/110/35/10 кВ. Вона розташована за адресою: м. Рівне, вул. Млинівська, 19. Загальна площа підстанції складає 10,54 га.

Підстанція підпорядкована Західній ЕС, яка є структурним підрозділом НЕК "Укренерго".

Загальна встановлена потужність АТ та трансформаторів - 690 МВА, а саме:

- АТ-1 – АТДТН-200000/330/110/10кВ (виготовлений в 2017 р введений в експлуатацію в 2019 р.)
- АТ-2 – АТДТН-200000/330/110-У1 (ведений в експлуатацію в 2019 р.)
- АТ-3 – АТДТН-125000/330/110/35 кВ (виготовлений в 2017 р., введений в експлуатацію в 2019 р.).
- АТ-4 – АТДЦТН-125000/330/110/10 кВ (виготовлений в 1986 р., пройшов капремонт в 2000 р.)
- Т-5 – ТДН-15000/10/35 (виготовлений в 1966 р. пройшов капремонт в 2004 р.)
- Т-7 – ТДТН-25000/110/35/10 (виготовлений в 1973 р. пройшов капремонт в 2003 р.)

ВРП 330 кВ виконаний за схемою 330-10 «Трансформатори-шини з приєднанням ліній електропередачі через два вимикачі» та має 8 приєднань: АТ-1, АТ-2, АТ-3, АТ-4 та чотири ПЛ 330 кВ:

- РАЕС – Рівне;
- ХАЕС – Рівне;
- Західноукраїнська – Рівне;
- Грабів – Рівне.

Зв'язок між ВРП 330 кВ та ВРП 110 кВ забезпечують чотири АТ.

Зв'язок між ВРП 330 кВ та ВРП 35 кВ забезпечує АТ-3 та АТ-4 через підвищуючий трансформатор Т-5.

Зв'язок між ВРП 330 кВ та ВРП 10 кВ забезпечують АТ-1 та АТ-2.

ВРП 110 кВ виконаний за схемою 110-7 «Дві робочі та обхідна система шин», має 17 приєднань: АТ-1, 2, 3, 4, Т-7 і 12 ПЛ-110 кВ. Усього двадцять вимикачів 110 кВ.

Зв'язок між ВРП 110 кВ та ВРП 35 кВ забезпечують трансформатор Т-7.

ВРП 35 кВ виконаний за схемою «Дві робочі системи шин з шиноз'єднувальним вимикачем», має 9 приєднань: 6 ПЛ-35 кВ, АТ-3, Т-7, Т-5.

ЗРП 10 кВ виконаний за схемою 10-1 «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин», має 31 приєднання: 26 КЛ, АТ-1,2; ТВП-1,2,3. Всього 44 комірки 10 кВ.

Живлення власних потреб змінного струму виконане від чотирьох трансформаторів ТВП 1, 2, 3, 4 напругою 10/0,4 кВ та потужністю 630 кВА кожний.

Проблемні питання

Все основне електротехнічне обладнання ВРП 330 кВ, 110 кВ, 35 кВ та ЗРП 10 кВ на ПС 330/110/35/10 кВ «Рівне» морально і фізично застаріло, а термін експлуатації його вийшов і вимагає повної заміни. Виключення складають два нових елегазових вимикачі 330 кВ, які можливо використати під час реконструкції інших ПС.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Більша частина обладнання, що експлуатується, як і запасні частини до нього, на даний час виробниками вже не виготовляється. Слабкою ланкою в експлуатації є повітряні, оливні вимикачі, роз'єднувачі і трансформатори струму.

Пошук запасних частин до роз'єднувачів усіх класів напруги під час проведення ремонту є ускладнений, тим що виробництво цих типів обладнання припинено.

Експлуатаційні параметри гумових ущільнень ТС та ТН також погіршуються, що призводить до протікання оливи.

Трансформатори струму та напруги для систем виміру і обліку електроенергії використовуються класу 0,5.

Система постійного струму фізично застаріла і обладнання практично відпрацювало свій експлуатаційний термін.

Кабельні канали, лотки, бетонні плити покриття потребують детальної оцінки стану та ремонту.

У 2019 році виконана заміна АТ-2 типу АТДЦТН-200000-330/110/10 на АТДТН-200000/330/110-У1 та було замінено та встановлено нове обладнання:

- трансформатор струму 110 кВ типу TAG-123 приєднання АТ-2 ф. А, В, С;
- обмежувачі перенапруги 10 кВ типу MWK13 приєднання АТ-2 ф. А, В, С.

В 2019 році відбулась заміна дефектного вводу ОВ-110 АТ-3 ф.С-5 типу БМВ-110/2000 на БМВУ-110/1000 У1 після ремонту.

Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче.

Кількість обладнання на ПС 330 кВ «Рівне», яке вже було замінено в попередні роки та яке потребує заміни в рамках нового інвестиційного проєкту

Обладнання та системи	Загалом	Замінено/в процесі заміни/в задов.стані	Потребує заміни
ВРП 330 кВ			
Автотрансформатори	4	2	2
Вимикачі	8	2	6
Роз'єднувачі	28	1	27
Трансформатори напруги	8	2	6
Трансформатори струму	24	4	20
Розрядники/ОПН	12	9	3
Загороджувачі	11	0	11
Конденсатори зв'язку	13	0	13
ВРП 110 кВ			
Вимикачі	21	3	18
Роз'єднувачі	82	1	81
Трансформатори напруги	9	6	3
Трансформатори струму	52	33	19
Розрядники/ОПН	24	12	12
Загороджувачі	11	0	11
Конденсатори зв'язку	10	0	10



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

ТВП	4	0	4
Акумуляторні батареї, (комплект)	2	0	2
Зарядні пристрої	5	2	3

Величини струмів короткого замикання на шинах 35, 110 та 330 кВ ПС 330 кВ «Рівне»

Системи шин	I кз (3ф), кА	I кз (1ф), кА
330 кВ	15,6	14,8
110 кВ	20,4	25
35 кВ	8,7	-

Результати розрахунків струмів КЗ на шинах 10 кВ показують, що струм трифазного короткого замикання буде вищим номінального струму відключення вимикачів 10 кВ (25 кА), це підтверджує необхідність встановлення струмообмежуючих реакторів 10 кВ.

ПС 330 кВ «Рівне» розташована в регіоні надлишкової генерації Рівненської та Хмельницької АЕС, і тому приєднане навантаження підстанції має визначитися виходячи з цих умов.

Реконструкція ПС 330/110/35/10 кВ «Рівне» дозволить підвищити надійність електропостачання споживачів самої ПС та прилеглому району та зменшить втрати електроенергії при передачі її від ПС до споживачів.

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.4.13 табл. 5.4.1.

5.3.1.39. Реконструкція ПС 330 кВ «Івано-Франківськ» за програмою «Модернізація мережі передачі Укренерго, за підтримки МБРР Другий проєкт з передачі електроенергії

Існуючий стан підстанції

Підстанція 330 кВ «Івано-Франківськ» введена в експлуатацію в 1968р. та має напруги 330/110/35 кВ. Підстанція підпорядкована Західній ЕС, яка є структурним підрозділом НЕК "Укренерго" та розташована за адресою: Івано-Франківська обл., 76494, с. Микитинці, вул. Юності, 53 В. Загальна площа підстанції складає 6,92 га.

На ПС працюють два автотрансформатори потужністю по 200 МВА кожний, напругою 330/110/35 кВ і два трансформатори потужністю 6,3 МВА, напругою 35/10 кВ.

Загальна встановлена потужність АТ та трансформаторів дорівнює 412,6 МВА, а саме:

- АТ-1 – АТДЦТН-200000/330/110/35 (виготовлений в 1987 р., пройшов капремонт в 2007 р.);
- АТ-2 – АТДЦТН-200000/330/110/35 (виготовлений в 1982 р., пройшов капремонт в 2007 р.);
- Т-1 – ТМ-6300/35/10 (виготовлений в 1974 р., пройшов капремонт в 2007 р.);
- Т-2 – ТМ-6300/35/10 (виготовлений в 1975 р., пройшов капремонт в 2007 р.).

ВРП 330 кВ виконаний по схемі 330-10 «Трансформатори - шини з приєднанням ліній електропередавання через два вимикачі» та має 5 приєднань: АТ1, АТ2 та три ПЛ 330 кВ.

ПЛ 330 кВ:

- ПЛ 330кВ Бурштинська ТЕС - Івано-Франківськ;
- ПЛ 330кВ Івано-Франківськ - Чернівецька;



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

- ПЛ 330кВ Богородчани - Івано-Франківськ.

ВРП 330 кВ зв'язаний:

- з ВРП 110 кВ – за допомогою двох автотрансформаторів - АТ-1 та АТ-2 потужністю по 200 МВА.
- з ВРП 35 кВ – за допомогою двох автотрансформаторів - АТ-1 та АТ-2 потужністю по 200 МВА.

ВРП 110 кВ виконаний по схемі 110-7 «Дві робочі та обхідна система шин», має 14 приєднань: АТ 1, АТ 2 і 12 ПЛ.

ВРП 35 кВ виконано по схемі 35-5 «Одна робоча, секціонована вимикачем система шин», має 9 приєднань : ЗПЛ-35 кВ, РШ 1, 2-35 кВ, АТ-1, 2, Т-1, 2.

РП 10 кВ виконано по схемі 10-1 «Одна робоча, секціонована вимикачем система шин», має 19 приєднань: Т1, 2; ТВП 1, 2, 3; ДГР 1, 2; 12 КЛ.

Живлення щита власних потреб змінного струму виконане від трьох трансформаторів напругою 10/0,4 кВ.

Підстанція не має перспектив приєднання додаткових ПЛ 330 кВ.

Реконструкція ПС 330/110/35/10 кВ «Івано-Франківськ» дозволить підвищити надійність електропостачання споживачів джерелом живлення яких є ПС та зменшить втрати електроенергії на власні потреби підстанції.

Проблемні питання:

Більша частина обладнання, що експлуатується, як і запасні частини до нього, на даний час виробниками вже не виготовляється. Слабкою ланкою в експлуатації є повітряні вимикачі, роз'єднувачі і трансформатори струму.

Силове обладнання та пристрої РЗА, збору та реєстрації даних загалом вже зношене, фізично та морально застаріле, а деяку його частину вже знято з виробництва.

Опорна ізоляція та обертові колонки роз'єднувачів мають ознаки пошкоджень. Пошук та комплектація запасних частин та компонентів до роз'єднувачів усіх класів напруги під час проведення ремонту дуже ускладнені, тому що виробництво цих типів обладнання припинено.

Експлуатаційні параметри гумових ущільнень ТС та ТН також погіршуються, що призводить до протікання оливи.

На підстанції немає повномасштабної системи управління.

Кабельне господарство підстанції характеризується значним ступенем зносу та старіння, включно з опорними конструкціями, які несуть кабелі (кабельні лотки та канали, бетонні плити покриття), а також незадовільним станом значної частини самих кабелів через значний термін експлуатації.

Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче.

Кількість обладнання на ПС 330 кВ «Івано-Франківськ», яке вже було замінено в попередні роки та яке потребує заміни в рамках нового інвестиційного проекту

Обладнання та системи	Загалом	Замінено/в процесі заміни/в задов.стані	Потребує заміни
ВРП 330 кВ			
Автотрансформатори	2	0	2



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Вимикачі	6	1	5
Роз'єднувачі	16	0	16
Трансформатори напруги	15	0	15
Трансформатори струму	18	12	6
Розрядники/ОПН	6	6	0
Загороджувачі	11	7	4
Конденсатори зв'язку	10	2	8
ВРП 110 кВ			
Вимикачі	16	5	11
Роз'єднувачі	63	0	63
Трансформатори напруги	6	3	3
Трансформатори струму	45	45	0
Розрядники/ОПН	12	0	12
Загороджувачі	12	0	12
Конденсатори зв'язку	11	0	11
ВРП 35 кВ			
Силові трансформатори	2	0	2
Реактори	2	2	0
Вимикачі	10	5	5
Трансформатори струму	21	21	0
Трансформатори напруги	12	3	9
Роз'єднувачі	23	2	21
Розрядники/ОПН	23	14	9
Акумуляторні батареї, (комплект)	2	1	1
Зарядні пристрої	4	4	0

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 10, 35, 110 та 330 кВ ПС 330 кВ «Івано-Франківськ» станом на 01.01.2020 р.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Величини струмів короткого замикання на шинах 10, 35, 110 та 330 кВ ПС 330 кВ «Івано-Франківськ»

Системи шин	I кз (3ф), кА	I кз (1ф), кА
330 кВ	12,9	11,8
110 кВ	20,8	18,1
35 кВ	11,2	-
10 кВ	4,4	-

Максимальне електричне навантаження ПС 330 кВ Івано-Франківськ станом на 2019 рік становило 257 МВт.

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.4.14 табл. 5.4.1.

5.3.1.40. Реконструкція ПС 330 кВ «Ковель» за програмою «Модернізація мережі передачі Укренерго, за підтримки МБРР Другий проєкт з передачі електроенергії

Існуючий стан підстанції

Підстанція 330 кВ «Ковель» була введена в експлуатацію в 1986 році. ПС розташована у Волинській області, місті Ковель, вул. Варшавська, 19. ПС розташована на відстані 30 м від автомобільної дороги міжнародного значення М-07 Київ-Варшава та відстані до 70 км від міста Луцьк. Площа ПС складає 6,21 га.

Наступні технічні переоснащення були, головним чином, обмежені ремонтами з аварійною заміною несправного обладнання.

На ПС 330 кВ «Ковель» встановлено один автотрансформатор 330/110/35 кВ номінальною потужністю 200 МВА та два автотрансформатори 220/110/35 кВ номінальною потужністю 125 МВА кожен.

Загальна встановлена потужність АТ становить 450 МВА, а саме:

- АТ-1 220/110/35 кВ, 125 МВА (виготовлений в 1977 р.);
- АТ-2 220/110/35 кВ, 125 МВА (виготовлений в 1977 р.);
- АТ-3 330/110/35 кВ, 200 МВА (виготовлений в 1986 р.).

ВРП 330 кВ виконано за незавершеною схемою 330-10 "Трансформатори-шини з приєднанням ліній через два вимикачі", має три приєднання:

- АТ-3;
- ПЛ 330 кВ Рівненська АЕС ;
- ПЛ 330 кВ Нововолинськ.

ВРП 220 кВ виконано по нетиповій схемі містка з однією ПЛ 220 кВ і двома АТ. В колах АТ 220 кВ встановлені КЗ та ВД. Також в схемі є секційний вимикач 220 кВ та ремонтна перемичка з роз'єднувачами. ВРП 220 кВ підлягає повному демонтажу.

ВРП 110 кВ виконано за схемою 110-7 "Дві робочі і обхідна система шин" та має дванадцять приєднань:



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

- АТ-1;
- АТ-2;
- АТ-3;
- ПЛ-110 кВ Турійськ;
- ПЛ-110 кВ Милянєвичі;
- ПЛ-110 кВ Сільмаш-1;
- ПЛ-110 кВ Сільмаш-2;
- ПЛ-110 кВ Ковель-1;
- ПЛ-110 кВ Ковель-2;
- ПЛ-110 кВ ГКС-1;
- ПЛ-110 кВ ГКС-2;
- ПЛ-110 кВ Вербка.

Наявне обладнання у ВРП 110 кВ морально та фізично застаріло і тому підлягає заміні.

ВРП 35 кВ виконано за схемою 35-5 "Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин" та має тринадцять приєднань:

- АТ-1;
- АТ-3;
- ТВП-1 35/04 кВ.;
- ТВП-2 35/04 кВ;
- ПЛ 35 кВ З.Д.Ковель;
- ПЛ 35 кВ Мизово;
- ПЛ 35 кВ Луків;
- ПЛ 35 кВ Люблінєць;
- ПЛ 35 кВ Любитів;
- ПЛ 35 кВ Колодажне;
- РШ-35 кВ;
- ДГК-1 35 кВ;
- ДГК-2 35 кВ.

Живлення щита власних потреб змінного струму здійснюється від двох ТВП 35/0,4 кВ потужністю 630 кВА (ТВП-1 та ТВП-2).

Проблемні питання

Відсутній один вимикач 330 кВ "В-2 Нововолинськ". Передбачається встановлення нового автотрансформатора 330/110/35 кВ АТ-4 та вимикача 330 кВ "В-2 Нововолинськ". Наявне обладнання у ВРП 330 кВ морально та фізично застаріло і тому підлягає заміні, окрім дев'яти елегазових трансформаторів струму, трьох трансформаторів напруги, трьох обмежувачів перенапруги.

ВРП 220 кВ підлягає повної демонтажу.

Наявне обладнання у ВРП 110 кВ морально та фізично застаріло і тому підлягає заміні.

Передбачається переведення ПЛ 220 кВ Ковель-Луцьк південна на напругу 110 кВ і введення її в РП 110 кВ.

Все обладнання підстанції первинного та вторинного обладнання підстанції фізично і морально зношене, що означає низьку надійність, низьку ефективність та проведення значних та витратних обсягів ремонту. Пошук запчастин в даній ситуації є дуже нагальною проблемою.

Опорна ізоляція та обертові колонки роз'єднувачів мають ознаки пошкоджень. Мали місце випадки розшарування ізоляції та появи дефектів опорної ізоляції та деяких елементів розрядників. Пошук та



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

комплектація запасних частин та компонентів до роз'єднувачів усіх класів напруги під час проведення ремонту дуже ускладнені, тому що виробництво цих типів обладнання припинено.

Системи збору даних, вимірювань та обліку електроенергії були частково модернізовані. На підстанції немає повномасштабної системи управління.

Система постійного струму фізично застаріла і обладнання практично відпрацювало свій експлуатаційний термін.

Кабельне господарство підстанції характеризується значним ступенем зносу та старіння, включно з опорними конструкціями, які несуть кабелі (кабельні лотки та канали, бетонні плити покриття), а також незадовільним станом значної частини самих кабелів через значний термін експлуатації.

На масляних вимикачах 110 кВ були замінені вводи:

- В-110 Милянєвичі типу МКП110 кВ замінено ф.«В» ввід типу ГМВБ-15-110/2000У1 на ГМВБ-15-110/2000У1;
- В-110 Турійськ типу МКП110 кВ замінено ф.«А» ввід типу БМВУ-15-110/1000У1 на ГМВУ-110/2000У1.

Нааявним ТЕО передбачалось встановлення на вільній території підстанції другого компенсуючого реактора напругою 35 кВ потужністю 20000 кВАр для регулювання напруги на приєднаннях I та II СШ-35 кВ.

В роботі знаходяться відділювачі і короткозамикачі 220 кВ, які фізично та морально застаріли та потребують заміни на вимикачі.

В таблицях нижче наведено стан обладнання та величини струмів короткого замикання на шинах 330 і 110, кВ на ПС 330 кВ «Ковель» станом на 01.01.2020 р.

Кількість обладнання на ПС 330 кВ «Ковель», яке вже було замінене в попередні роки та яке потребує заміни в рамках нового інвестиційного проєкту

Обладнання та системи	Загалом	Замінене/в процесі заміни/в задов. стані	Потребує заміни
ВРП 330 кВ			
Автотрансформатори	1	0	1
Вимикачі	3	0	3
Роз'єднувачі	9	0	9
Трансформатори напруги	6	3	3
Трансформатори струму	12	9	3
Розрядники /ОПН	3	0	3
Загороджувачі	6	0	6
Конденсатори зв'язку	6	0	6
ВРП 220 кВ			
Автотрансформатори	2	0	0
Вимикачі	1	0	0
Роз'єднувачі	8	0	0



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Обладнання та системи	Загалом	Замінене/в процесі заміни/ в задов. стані	Потребує заміни
Трансформатори напруги	6	0	0
Трансформатори струму	3	0	0
Розрядники /ОПН	6	3	0
Загороджувачі	3	0	0
Конденсатори зв'язку	3	0	0
ВРП 110 кВ			
Вимикачі	14	4	10
Роз'єднувачі	58	0	58
Трансформатори напруги	8	0	8
Трансформатори струму	42	42	0
Розрядники /ОПН	15	0	12
Загороджувачі	8	0	8
Конденсатори зв'язку	6	0	6
ВРП 35 кВ			
Вимикачі	13	5	8
Реактори 35 кВ	1	1	0
Роз'єднувачі	31	0	31
Трансформатори напруги	9	0	9
Трансформатори струму	39	24	15
Розрядники /ОПН	19	7	12
Загороджувачі	4	0	4
Конденсатори зв'язку	4	0	4
ТВП	3	0	3
Обладнання РЗА (комплект)	1	0	1
Акумуляторні батареї, (комплект)	1	0	1
Зарядні пристрої	3	2	1
Щит постійного струму (комплект)	1	0	1
Щит змінного струму (комплект)	1	0	1

Величини струмів короткого замикання на шинах 330 і 110 кВ ПС 330 кВ «Ковель»

Системи шин	I кз (3ф), кА	I кз (1ф), кА
330 кВ	6,9	6,1
110 кВ	10,0	12,6

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.4.15 табл. 5.4.1.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Південно-Західна електроенергетична система

5.3.1.41 Встановлення третього АТ 330/110/35 кВ на ПС 330 кВ «Чернівецька»

Підстанція 330 кВ «Чернівецька» введена в експлуатацію в 1970 році та має напруги 330/110/35 кВ.

Загальна встановлена потужність підстанції дорівнює 400 МВА, а саме:

- АТ1 – 330/110/35 (виготовлений в 1974 році);
- АТ2 – 330/110/35 (виготовлений в 1985 році).

ВРП 330 кВ виконано за схемою «трансформатори-шини з приєднанням ліній через два вимикачі» (330-15). До ВРП-330 кВ приєднано дві ПЛ 330 кВ:

- Івано Франківськ - Чернівецька;
- Чернівецька - Кам'янець-Подільська.

ВРП 110 кВ побудовано за семою «дві робочі системи шин з обхідною» (110-13Н). До ВРП 110 кВ приєднано десять ПЛ-110 кВ.

У період осінньо-зимового максимуму (2018 рік) на даній ПС існуючі АТ встановленою потужністю 2х200 МВА завантажуються на 300 МВА. Гранична потужність для шин 330 кВ підстанції складає 700 МВт, що визначається перевантаження ПЛ 330 кВ І.Франківськ – Чернівці при відключенні ПЛ 330 кВ Чернівці – К.Подільська. Гранична потужність для шин 110 кВ підстанції складає 300 МВт, що визначається перевантаженням одного з АТ 330/110 кВ при відключенні іншого.

При аварійному відключенні одного з працюючих АТ, для недопущення пошкодження другого АТ, енергосистема буде змушена вводити примусове вимкнення споживачів із значними недовипусками електроенергії – до 60 МВт, та вкрай негативними соціальними наслідками. Дефіцит автотрансформаторної потужності ПС 330 кВ «Чернівецька» має стійку тенденцію, яка постійно посилюється. Існує термінова необхідність у збільшенні трансформаторної потужності ПС 330 кВ «Чернівецька» для усунення наявних критичних режимних проблем, забезпечення надійного електропостачання споживачів Чернівецького енерговузла, створення передумов розбудови інфраструктури Чернівецької області, збільшення обсягу запланованого експорту електроенергії.

Проект затверджено розпорядженням Кабінету Міністрів України від 19.12.2012 №1035-р.

Коригування проекту відбулося у 2016 році. Відкоригований проект пройшов комплексну експертизу, отримав позитивний висновок та затверджений наказом Міненерговугілля від 01.07.2016 №421 із загальною кошторисною вартістю 279 889 тис.грн. без ПДВ.

Черговість виконання робіт:

Встановлення автотрансформатора АТ-3 330/110/35 кВ потужністю 200 МВА, трансформатора напруги 330 кВ, секційного вимикача (СВ) 330 кВ, обмежувачів перенапруги нелінійних 330, 110, 35 кВ, вимикача вводу АТ-3 110 кВ та 35кВ, двох СВ 110 кВ чотирьох лінійних вимикачів 110 кВ, шиноз'єднувального вимикача (ШЗВ) 110 кВ, двох однофазних лінійних ТН 110 кВ, одного ТН вводу 35 кВ, роз'єднувачів 330, 110, 35 кВ та ТВП. Для нового обладнання встановлюються пристрої РЗА в новому ЗПУ.

З приєднанням АТ-3 передбачена реконструкція ВРП з урахуванням територіальних і конструктивних можливостей ПС 330 кВ «Чернівецька» (пункт 5.3.1.54 даного розділу Реконструкція ПС 330 кВ «Чернівецька», за програмою «Підвищення енергоефективності в електропередачі (реконструкція трансформаторних підстанцій) – II, за підтримки KfW»):



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

- ВРП 330 кВ – секціонування 1СШ з приєднанням до 1С існуючого АТ-1, до 2С – АТ3, що встановлюється. Існуючий АТ-2 залишається приєднаним до 2СШ;
- ВРП 110 кВ – по схемі 110-8 "дві робочі, секціоновані вимикачами і обхідна система шин з двома шиноз'єднувальними вимикачами". У ВРП залишається один обхідний вимикач, що не відповідає типовій схемі. Існуючі АТ-1 і АТ-2 приєднуються до 1С і 2С відповідно, новий АТ-3 – до 2С.
- ВРП 35 кВ – для приєднання АТ-3 обладнується нова комірка вимикача на на другій секції шин.

Поставка автотрансформатора АТДТН 125000/330/110-У1 виконана відповідно до договору з ПАТ «Запоріжтрансформатор».

Роботи із встановлення АТ виконувались підрядником протягом 2016-2017 років. Через постійні зриви підрядником графіків виконання робіт та поставки обладнання прийняте рішення щодо розірвання договору підряду.

За результатами нових торгів укладений контракт із новим підрядником на виконання комплексу робіт із будівництва об'єкта та коригування ПКД.

Введення об'єкта в експлуатацію заплановане у 2020 році.

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2015-2020	279 889	3.1

5.3.1.42 ПС 750 кВ «Вінницька». Технічне переоснащення з заміною автотрансформатора АТ-2, ТПП АТ-2 та впровадження прогресивних технологічних рішень, комплекс будівель та споруд №1.

Для підвищення надійності передачі електроенергії та безперебійного живлення споживачів Вінницького регіону передбачено заміну автотрансформатора АТ-2 типу АОДЦТН-333000/750/330/15,75 ф. «А», «В», «С» та трансформаторів поперечного регулювання АТ-2 типу ОДТНП-92000/110 ф. «А», «В», «С». Заміна автотрансформаторів є найбільш ефективним заходом, враховуючи тривалий термін експлуатації відповідно 35 та 41 рік при гарантованому 25 років згідно з п.3.4. ГОСТ 11677-85.

У 2015 році було проведено експертне обстеження АТ-2 та ТПП АТ-2. Експертними висновками ДП «Вінницький експертно-технічний центр держпраці» від 28.12.2015 №№ 05.09.04-125.15, 05.09.04-126.15, 05.09.04-127.15 05.09.04-122.15, 05.09.04-123.15, 05.09.04-124.15 підтверджено необхідність заміни автотрансформаторів. Трансформатори не відповідають вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки, знаходяться в незадовільному стані та підлягають заміні. ПКД (стадія «П»), отримала позитивний експертний висновок від 20.07.2017 №70-4/2016-17 та затверджена розпорядженням КМУ від 14.11.2018 №846-р. На розробку ПКД стадії «Р», поставку обладнання та виконання будівельних робіт укладено договір з КВКП «Союз» від 27.11.2017 № 04-4/3333-17 на суму 311 065,67 тис. грн., сплачено аванс за обладнання на суму 185 636,67 тис грн.

У 2018 році за договором поставлено 3 фази автотрансформаторів 750 кВ та три фази ТПП. Через невиконання підрядником своїх зобов'язань договір було розірвано. Також у 2018 році було



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

поставлено струмопровід 15 кВ за договором з ТОВ «Аліт» на суму 20 976,58 тис грн. та ОПН 110 кВ за договором з ТОВ «Славеренгопром ЛТД» від 06.12.2017 № 09-1/3472-17 на суму 66,81 тис. грн. У зв'язку з тим, що для заміни АТ-2 необхідно спочатку виконати встановлення трансформаторної групи АТ-1 на ПС 750 кВ «Вінницька», так як виведення з експлуатації АТ-2 із зупиненням перетоку потужності по лініях 750 – 330 кВ на термін заміни 7 місяців неможливий по режимах роботи ОЕС України, виникла необхідність коригування ПКД.

Зважаючи на неможливість виконання робіт із заміни АТ-2 ПС 750 кВ «Вінницька» протягом 3-4 місяців було прийняте рішення щодо реалізації проектної схеми підстанції шляхом встановлення на першому етапі АТ-1 (з використанням придбаних електричних апаратів для заміни АТ-2) з подальшою заміною на другому етапі АТ-2. Встановлення АТ-1 з будівництвом ПЛ 330 кВ Дністровська ГАЕС – Вінницька є необхідною передумовою, згідно висновків роботи «Розвиток електричних мереж ОЕС України при введенні в експлуатацію Дністровської ГАЕС в складі 1-4 ГА та 5-7 ГА) введення в експлуатацію Дністровської ГАЕС в складі чотирьох гідроагрегатів, завершення будівництва якого (4 ГА) очікується наприкінці 2020 року.

Приймаючи до уваги той факт, що після 2014 року ЗТР випускає нову конструкцію ТПР з напругою вищої обмотки 110 кВ, в той час як ТПР старої конструкції оснащені обмоткою вищої напруги 150 кВ, використати резервну фазу АТ, яка знаходиться на підстанції в якості елемента групи АТ-1 не є можливим. Відповідно, резервна фаза лишатиметься на підстанції до заміни АТ-2. Розгляд доцільності її подальшого використання на інших об'єктах НЕК «Укренерго» буде визначатися після реалізації заходів із заміни АТ-2.

Виконання робіт по чергах планується протягом 2020 – 2021 років, введення об'єкту в експлуатацію до кінця 2021 року.

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2020-2021	826 000	3.2

5.3.1.43 Будівництво ПЛ 330 кВ Луцьк північна - Тернопільська з реконструкцією ПС 330 кВ «Луцьк північна» та ПС 330 кВ «Тернопільська»

Будівництво ПЛ 330 кВ Луцьк північна – Тернопільська покращить схему видачі потужності Рівненської АЕС та зменшить обсяги можливого розвантаження РАЕС в ремонтно-аварійних режимах. Очікується, що разом з появою ПЛ 330 кВ Нововолинськ – Яворів буде спрощено дію АРС ОЛ РАЕС на вимкнення ТГ-1000 в існуючій комбінації спрацювання при ремонті ПЛ 330 кВ Рівне – ХАЕС з аварійним вимкненням 9АТ РАЕС (чи в зворотній комбінації). На даний момент існуюча ПЛ 330 кВ РАЕС – Луцьк північна не може виконувати функції достатнього елемента видачі потужності РАЕС через фактичну подвійну трансформацію потужності з напруги 330 кВ на 110 кВ та з 110 на 220 кВ в транзит 220 кВ до Добротвірської ТЕС.

Поряд із цим, при виводі в ремонт АТ-750/330 кВ на Рівненській АЕС відбувається перевантаження ПЛ 330 кВ Хмельницька АЕС - Рівне на 60 МВт, що становить 113 % від тривало допустимого навантаження лінії. Введення в роботу ПЛ 330 кВ Луцьк Північна - Тернопільська частково вирішує цю проблему. Після включення в роботу ПЛ 330 кВ Луцьк Північна - Тернопільська завантаження ПЛ 330 кВ Хмельницька АЕС - Рівне зменшується до 492 МВт, що становить 106 % від тривало



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

допустимого навантаження лінії. При аварійному вимкненні ПЛ 330 кВ Хмельницька АЕС - Рівне споживачі Рівненського енерговузла отримують 200 МВт з Тернопільського району, що передаються за допомогою ПЛ 330 кВ Луцьк Північна - Тернопільська.

ПЛ 330 кВ Луцьк північна – Тернопільська ввіде та підсилить пропускну спроможність одразу трьох контрольованих перетинів, а саме: «Захід – Вінниця», «РАЕС – ОЕС України» та «РАЕС, ХАЕС – ОЕС України».

Згадана ПЛ спільно з ПЛ 330 кВ Тернопільська – Чернівецька (будівництво передбачено пунктом 5.3.1.45 даного розділу) (як зв'язок із центром живлення – РАЕС) підсилять надійність схеми живлення ПС Південно-Західного регіону (ПС 330 кВ «Івано-Франківськ», «Богородчани», «Чернівецька» та «Кам'янець-Подільська») в умовах ремонтно-аварійного режиму вимкнення ПЛ 330 кВ Івано-Франківськ – БУТЕС та Західноукраїнська – Богородчани, а також забезпечить роботу Дністровської ГАЕС в складі трьох гідроагрегатів.

На даний час відповідно до чинного законодавства виконуються роботи із детального планування територій (надалі-ДПТ). Західною ЕС підписано тристоронні договори на розробку ДПТ із Ківерцевською та Луцькою РДА Волинської області, Радивилівською та Дубенською РДА Рівненської області, головами сільських рад (Підгайцівської, Лиценської, Боратинської, Гіркополонської Луцького району і Борохівської Ківерцівського району) та виконавцем робіт.

Розроблені Рівненською філією ДП «ДІПРОМІСТО» матеріали ДПТ по Дубенському району 22.06.2018 були розглянуті та схвалені на містобудівній раді Департаменту будівництва та архітектури Рівненської ОДА. Проводиться збір погоджень перед розглядом документації ДПТ на містобудівній раді по Радивилівському району. Триває розроблення ДПТ Волинською філією ДП «ДІПРОМІСТО» по території Волинської області.

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2015-2029	1 985 185	3.3

5.3.1.44 Будівництво ПЛ 330 кВ Дністровська ГАЕС – Вінницька 750 кВ з реконструкцією РП 330 кВ Дністровська ГАЕС та РП 330 кВ ПС 750 кВ «Вінницька»

Дністровська ГАЕС приєднана до електричних мереж ОЕС України заходами ПЛ 330 кВ Дністровська ГЕС – Ладжинська ТЕС та ПЛ 330 кВ Дністровська ГАЕС – Бар. Зазначена схема забезпечує нормативні умови роботи двох гідроагрегатів в режимах видачі потужності та закачуванні (насосний режим). Введений в роботу в 2016 році гідроагрегат № 3 на Дністровській ГАЕС наразі не може працювати одночасно з двома іншими агрегатами по режиму стійкої роботи Дністровської ГАЕС та перевантаженню ліній прив'язки до мережі в ремонтних схемах.

Відповідно до проєктних розробок інституту "Укренергомережпроект" передбачалось після введення гідроагрегату № 2 будівництво РП 750 кВ з одним АТ 750/330 кВ та приєднанням третього гідроагрегату до шин 750 кВ. Подальші дослідження показали відсутність можливості будівництва в районі Дністровської ГАЕС розподільчого пристрою 750 кВ.

З іншого боку, на існуючому комплектному розподільчому елегазовому пристрої Дністровської ГАЕС є монтажна площадка, де додатково може бути підключено ГА № 4 та одна ПЛ 330 кВ. Збільшення



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

встановленої потужності станції за рахунок введення в експлуатацію додаткових ГА (п'ятого, шостого та сьомого) потребує спорудження нового окремого РП 330 кВ.

Враховуючи вищезазначене, в роботі «Уточнення схеми приєднання Дністровської ГАЕС на етапі введення в роботу ГА №3 з перспективою розвитку до 7 ГА з урахуванням передбачених Схемою розвитку ОЕС України заходів з розбудови магістральних мереж» були опрацьовані варіанти схеми видачі потужності Дністровської ГАЕС у складі чотирьох гідроагрегатів без розбудови мережі 750 кВ. Найбільш доцільним було визначено варіант з посиленням зв'язку з ПС 750 кВ «Вінницька», а саме шляхом будівництва ПЛ 330 кВ Дністровська ГАЕС – Вінницька 750 та встановлення другого АТ 750/330 кВ потужністю 1000 МВА (3х333 МВА). Зазначені заходи забезпечать участь Дністровської ГАЕС в режимах регулювання добового графіку навантаження ОЕС України в складі чотирьох гідроагрегатів та підвищать надійність електропостачання Вінницького енерговузла за рахунок відновлення проєктної схеми ПС 750 кВ «Вінницька» у складі двох АТ 750/330 кВ.

Режимні розрахунки проведені для максимуму зими 2023 року показали, що при відключенні ПЛ 330 кВ Дністровська ГАЕС - Бар відбувається перевантаження ПЛ 330 кВ Дністровська ГЕС - Кам'янець-Подільська на 22 МВт, що становить 105 % від тривало допустимого навантаження лінії; ПЛ 330 кВ Дністровська ГАЕС - Дністровська ГЕС завантажується на 100 %. Після введення в роботу ПЛ 330 кВ Дністровська ГАЕС – Вінницька 750 кВ завантаження ПЛ 330 кВ Дністровська ГЕС - Кам'янець-Подільська зменшується до 451 МВт, а ПЛ 330 кВ Дністровська ГАЕС - Дністровська ГЕС завантажується на 498 МВт, що не перевищує значень тривало допустимих навантажень ліній.

За результатами торгів укладено договір на виконання ПҚД з ТОВ "Проєктно-дослідницький інститут "Енергоінжпроект" на загальну суму 5 881,00 тис. грн. Авансовий платіж сплачено у 2018 році в сумі 1 176,20 тис. грн.

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2018-2022	483 750	3.4

5.3.1.45 Будівництво ПЛ 330 кВ Тернопільська – Чернівецька з реконструкцією ПС 330 кВ «Чернівецька»

У зв'язку з виділенням частини ОЕС України – Бурштинського острова – на паралельну роботу з ENTSO-E три ПЛ 330 кВ Бурштинська ТЕС – Тернопільська, Бурштинська ТЕС – Західноукраїнська та Бурштинська ТЕС – Івано-Франківськ комутуються на ВРП 330 кВ Бурштинської ТЕС.

Така схема мережі значно ускладнює проведення ремонтної кампанії основної мережі регіону та знижує рівень надійності живлення споживачів Івано-Франківської, Чернівецької та Тернопільської областей.

В режимах максимальних навантажень робота транзиту 330 кВ Дністровська ГЕС – Кам'янець-Подільська – Чернівецька – Івано-Франківськ – Бурштинська ТЕС є складною, особливо в післяаварійних режимах, коли не забезпечуються мінімально допустимі рівні напруги на шинах 110 кВ ПС 330 кВ Чернівецька, що може привести до роботи АОЗН. В ремонтних схемах ПЛ 330 кВ Бурштинська ТЕС – Івано-Франківськ при аварійному вимкненні ПЛ 330 кВ Івано-Франківськ – Чернівецька (Кам'янець-Подільський) енерговузол погашається. Завантаженість ПС 330 кВ «Чернівецька» та відсутність розвитку транзитної мережі 110 кВ призводить до неможливості



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

виконання вимог нормативних документів щодо необхідних обсягів резервування навантаження. При ремонтно-аварійному відключенні ПЛ 330 кВ Бурштинська ТЕС – Івано-Франківськ і ПЛ 330 кВ Івано-Франківськ – Чернівецька рівень напруги на шинах 330 кВ ПС 330 кВ Чернівецька знижується до 285 кВ, тобто на 15 %; ПЛ 330 кВ Дністровська ГЕС - Кам'янець-Подільська завантажується на 554 МВт, що становить 120 % від тривало допустимого навантаження лінії. Після введення в роботу ПЛ 330 кВ Тернопільська - Чернівецька рівень напруги на шинах 330 кВ ПС 330 кВ Чернівецька становитиме 320 кВ, а завантаження ПЛ 330 кВ Дністровська ГЕС - Кам'янець-Подільська зменшується до 490 МВт, що складає 105 % від тривало допустимого навантаження лінії.

При ремонтно-аварійному відключенні ПЛ 330 кВ Бурштинська ТЕС – Тернопільська і ПЛ 330 кВ Тернопільська – Хмельницька, живлення ПС 330 кВ Тернопільська здійснюється однією ПЛ 330 кВ Луцьк Північна - Тернопільська. В такому випадку виникає необхідність відключення частини споживачів, які живляться від ПС 330 кВ Тернопільська (близько 30 МВт). Введення в роботу ПЛ 330 кВ Тернопільська - Чернівецька вирішує цю проблему та забезпечує надійне постачання енерговузла ПС 330 кВ Тернопільська.

Всі ці проблеми гостро ставлять питання про необхідність посилення даного транзиту шляхом будівництва поперечних зв'язків з транзитом ПЛ 330 кВ Бурштинська ТЕС – Тернопільська – Хмельницька, а саме завершити будівництво та ввести в експлуатацію ПЛ 330 кВ Західноукраїнська – Богородчани та виконати робоче проектування та будівництво ПЛ 330 кВ Луцьк Північна – Тернопільська – Чернівецька.

Діюча мережа 330-750 кВ не забезпечує передачу надлишку потужності із заходу в інші регіони України в ремонтних та ремонтно-аварійних схемах. В цих умовах для збільшення пропускної спроможності перетинів Захід – Вінниця, Вінниця – Южно-Українська АЕС та Южно-Українська АЕС – Дніпро, крім ПЛ 330 кВ Богородчани – Західноукраїнська є необхідність будівництва ПЛ 330кВ Луцьк Північна – Тернопільська (з наступним продовженням її до ПС 330 кВ «Чернівецька»).

Угодою між Міністерством енергетики та вугільної промисловості України, Чернівецькою обласною державною адміністрацією та Чернівецькою обласною радою щодо розвитку паливно-енергетичного комплексу та соціальної інфраструктури населених пунктів Чернівецької області від 22 березня 2011 року (пункт 1.7) визначена необхідність заміни траси ПЛ 330 кВ Тернопільська – Кам'янець-Подільська на Тернопільська – Чернівецька для добудови транзиту ПЛ 330 кВ Луцьк північна – Тернопільська – Чернівецька. За результатами розробленого у 2015 році ТЕО необхідно виконати проектування будівництва зазначеної лінії.

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2016-2025	868 400	3.5



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

5.3.1.46 Реконструкція ПС 750 кВ «Вінницька», за програмою «Підвищення енергоефективності в електропередачі (реконструкція трансформаторних підстанцій) – II, за підтримки KfW»

Існуючий стан підстанції:

Підстанція 750 кВ «Вінницька» введена в експлуатацію в 1974 р. та має напруги 750/330/110/6 кВ.

Розташована за адресою: Вінницька обл. Вінницький р-н., Комарівська сільська рада, комплекс будівель та споруд №1.

Загальна площа підстанції складає 40,46 га.

Підстанція підпорядкована Південно-Західній ЕС, яка є відокремленим структурним підрозділом НЕК "Укренерго".

Загальна встановлена потужність АТ дорівнює 1249 МВА, а саме:

- АТ-2 – 999 МВА 750/330/154 кВ (трансформаторна група з 3 однофазних автотрансформаторів потужністю 333 МВА кожна на 3 трансформаторів поперечного регулювання, виготовлені в 1974-1981 рр.);
- АТ-3 – 125 МВА 330/110/35 (виготовлений в 1987 році.);
- АТ-4 – 125 МВА 330/110/35 (виготовлений в 2016 році.).

ВРП 750 кВ виконано за схемою «трансформатори – шини з приєднанням лінії через два вимикачі» (750-15). До ВРП-750 кВ приєднано три ПЛ 750 кВ:

- Вінницька – Західноукраїнська;
- Київська – Вінницька;
- Южно-Українська АЕС – Вінницька.

ВРП 750 кВ має зв'язок:

- з ВРП-330 кВ за допомогою автотрансформаторної групи АТ-2 потужністю 999 МВА;
- з ЗРУ-15 кВ за допомогою автотрансформаторної групи АТ-2.

Слід відмітити що ПС 750 кВ має тільки один автотрансформатор (групу) 750/330 кВ, що є недоліком схеми. Початковим проектом підстанції було передбачено встановлення ще однієї автотрансформаторної групи 750/330 кВ в комірці «АТ-1». На сьогодні в цій комірці встановлено на зберігання резервну фазу автотрансформатора 750/330 кВ, та два резервних шунтуючих реактора 750 кВ.

Відповідно до інвестиційної програми 2018 року придбано автотрансформаторну групу (3 фази однофазних автотрансформаторів, та 3 фази ТПР) для заміни в комірці АТ-2.

ВРП 330 кВ виконано за «полуторною схемою» (330-17). До ВРП 330 кВ приєднано три ПЛ 330 кВ:

- Вінницька 750 – Вінницька 330;
- Козятин - Вінницька 750;
- Ладизинська ТЕС - Вінницька 750.

ВРП 330 має зв'язок:

- з ВРП 750 за допомогою автотрансформатора АТ-2;
- з ВРП 110 кВ за допомогою автотрансформаторів АТ-3 та АТ-4 по 125 МВА кожний;
- з коміркою власних потреб 35 кВ через АТ-3.

ВРП 110 кВ побудовано за схемою «дві робочі системи шин та обхідна» (110-13). До ВРП 110 кВ приєднано 3 ПЛ 110 кВ та два ТВП підстанції. До складу ВРП 110, також входять дві резервних



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

комірки, призначені для заведення двох ПЛ 110 кВ, що заплановані для будівництва ВРП 110, ПС 750 кВ зв'язана ПЛ-110 кВ з ПС 330 кВ «Вінницька».

Електропостачання власних потреб підстанції здійснюється від шин 110 кВ ВРП 110 кВ через два ТВП потужністю 2,5 МВА кожний, та від ЗРУ 15 кВ через ТВП потужністю 4 МВА. Клас напруги мережі власних потреб підстанції – 6/0,4 кВ. На ПС також експлуатується 11 ТВП 6/0,4 кВ, 1 ТВП 10/6 кВ, трансформатор плавки ожеледі 110/15,75 кВ.

Проблемні питання:

- При великих перетоках навантажень АТ-2 буває завантажений понад 90 відсотків від номінальної потужності. При необхідності виведення в ремонт трансформаторної групи виникають труднощі з передачею потужності, а також знижується надійність енергопостачання споживачів. В зв'язку з цим, виникає необхідність встановлення додаткової групи автотрансформаторів, що було передбачено проектом будівництва підстанції 1974 року;
- потребує заміни трансформаторна група АТ-2 (3 фази автотрансформаторів комплектно з ТПР);
- необхідна заміна шаф вторинної комутації та управління роз'єднувачами ВРП 330 кВ.
- Потребують заміни роз'єднувачі, трансформатори напруги, конденсатори зв'язку, ВЧ-загороджувачі 330 кВ 1974 року виготовлення. Обладнання фізично зношене, зняте з виробництва. Запчастини для виконання ремонтів відсутні.
- Потребують заміни розрядники 330 кВ. Термін експлуатації вичерпано. Розрядники 1974 р введення в експлуатацію, розрядники з великим терміном експлуатації мають схильність до стрімкого погіршення технічних характеристик, з стрімким розвитком дефекту, що може призвести до аварійної ситуації з пошкодженням обладнання.
- Система обліку електроенергії в основному модернізована (кола комерційного обліку, лічильники електроенергії, система АСОЕ). Для повного завершення модернізації системи обліку необхідно у колах обліку приєднань 330 кВ встановити шафи обліку приєднань 330 кВ, ящики затискачів ТС, ТН 330 кВ та забезпечити кабельні зв'язки ТС, ТН 330 кВ.
- Комплект обладнання РЗА та ПА, яке замінене (в процесі заміни) або знаходиться в задовільному стані, але потребує модернізації для інтеграції в АСКТП:
 - захисти АТ1 та АТ2;
 - захисти АТ4;
 - захисти та автоматика ПЛ 330 кВ;
 - захисти та автоматика ПЛ 750 кВ і ВОР 750 кВ;
 - захисти та автоматика ПЛ 110 кВ, ОВ-110 кВ;
 - захисти I СШ та II СШ 750 кВ;
 - захисти I СШ та II СШ 330 кВ;
 - захисти I СШ та II СШ 110 кВ;
 - автоматика введів 110 кВ АТ3 та АТ4, ШЗВ-110к В;
 - автоматика вимикача 750 кВ ЗВ;
 - пристрої протиаварійної автоматики ПЛ 750 кВ;
 - пристрої протиаварійної автоматики ПЛ 330 кВ;
 - реєстратори аварійних подій;
 - система моніторингу перехідного режиму;
 - система моніторингу вимикачів;



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

- автоматична система збору інформації з пристроїв РЗА;
- пристрої визначення місця пошкодження ПЛ 750 кВ;
- система моніторингу РМ 750 кВ, АТ1, АТ2 та АТ4.

Інше обладнання та пристрої РЗА ПА, збору та реєстрації даних загалом вже зношене, фізично та морально застаріле, а деяку його частину вже знято з виробництва.

- Комплект обладнання оперативного блокування СОБР 750 кВ, яке встановлене процесі заміни потребує модернізації для інтеграції в АСКТП.
- Мережа власних потреб введена в експлуатацію в 1974 році. Обладнання морально застаріле та фізично зношене, термін експлуатації обладнання вичерпаний, відсутні запчастини для виконання ремонтів. Обладнання мережі власних потреб підстанції потребує заміни. Кабельне господарство мережі власних потреб підстанції має термін експлуатації понад 45 років. Термін експлуатації вичерпано. Кабельне господарство мережі власних потреб підстанції потребує заміни.
- Система постійного струму фізично застаріла і обладнання практично відпрацювало свій експлуатаційний термін. Потребує заміни акумуляторна батарея типу СК-14. Термін експлуатації – понад 15 років. Спостерігається сульфатація елементів акумуляторної батареї.
- Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче.

Кількість обладнання на ПС 750 кВ «Вінницька», яке вже було замінено в попередні роки, та яке потребує заміни

Обладнання та системи	Загалом	Замінено/в задовільному стані	Потребує заміни
ВРП 750 кВ			
Автотрансформатори 750 кВ	3		3
Реактори 750 кВ	9	9	
Вимикачі 750 кВ	9	9	
Трансформатори струму 750 кВ	27	27	
Трансформатори напруги 750 кВ	24	24	
Роз'єднувачі 750 кВ	21	21	
ОПН 750 кВ	12	12	
Конденсатори зв'язку	12	6	6
ВЧ-загороджувачі	26	14	12
ВРП 330 кВ			
Автотрансформатори 330 кВ	2	1	1
Вимикачі 330 кВ	9	9	
Трансформатори струму 330 кВ	27	27	
Трансформатори напруги 330 кВ	18	9	9
Роз'єднувачі 330 кВ	27	1	26
Розрядники (ОПН) 330 кВ	15	9	6



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Обладнання та системи	Загалом	Замінено/в задовільному стані	Потребує заміни
Конденсатор зв'язку	9		9
ВЧ-загороджувачі	9		9
ВРП 110 кВ			
Вимикачі 110 кВ	11	11	
Трансформатори напруги 110 кВ	7	7	
Трансформатори струму 110 кВ	33	33	
Роз'єднувачі 110 кВ	38	38	
ОПН 110 кВ	18	18	
Конденсатори зв'язку	6		6
ВЧ-загороджувачі	6		6
Комірка АТ-2			
Розрядники 150 кВ	3		3
Комірка 35 кВ, ЗРУ-15 кВ			
Вимикачі 35 (20) кВ	4	3	1
Трансформатори струму 35 кВ	3	3	
Трансформатори напруги 35 кВ	6	6	
ОПН 35 кВ	14	14	
ТВП	17		17
РЗА			
Обладнання РЗА (комплект)	2	1	1
Пристрої логічного блокування (комплект)	2	1	1
Інше обладнання			
Акумуляторні батареї	2	1	1
Зарядні пристрої	4	2	2
Щит постійного струму	1		1
Щит змінного струму	1		1

У 2015 році з огляду на термін експлуатації та враховуючи висновки комісії з обстеження пошкодженого ТПР було виконано експертизу автотрансформаторної групи АТ-2 типу АОДЦТН-330000/750/330 на відповідність технічного стану автотрансформаторів вимогам правових актів з охорони праці та промислової безпеки.

Згідно висновків експертизи автотрансформатори трансформаторної групи АТ-2 знаходяться в незадовільному технічному стані і підлягають виведенню з експлуатації. Як виняток експлуатація автотрансформаторів можлива при умові стабільності параметрів твердої ізоляції.

У 2017 році розроблено стадію "П" проектно-кошторисної документації на заміну трансформаторної групи АТ-2 (3 фази автотрансформаторів комплектно з ТПР). В 2018 році проект було затверджено наказом Міненергуюгільля України.

У серпні-вересні 2018 року здійснено поставку 3 фаз автотрансформатора типу АОДЦТН-333000/750/330-У1 та 3 фаз ТПР типу ОДТНП-92000/110-У1.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Для виконання робіт з розробки ПКД стадії "Р", поставки обладнання, виконання будівельно-монтажних робіт за проектом, між ВП «Укренергосервіс» та КВКП "Союз" укладено договір.

Виконання робіт згідно з календарним планом договору, передбачалось на період з січня 2018 року по березень 2019 року.

У 2018 році було визначено неможливість заміни АТ-2 без встановлення АТ-1. З огляду на це в 2018 році розпочато проектування встановлення АТ-1.

У 2019 році виконано поточні ремонти: "АТ-2" та ТПР – березень, АТ-3 – липень, АТ-4 – жовтень.

У 2019 році було запроєктовано заміну АТ-2, ТПР АТ-2 (2 черга) та встановлення АТ-1, ТПР АТ-1 (1 черга). Роботи по встановленню АТ-1, ТПР АТ-1 передбачено на 2020 рік.

Стан АТ-2 незадовільний, обладнання потребує заміни.

Стан АТ-3 та АТ-4 – добрий.

Внаслідок тривалої експлуатації

тації потребують заміни колонки опорно-стержневої ізоляції роз'єднувачів типу АКО-110-600 на ізоляцію типу ІОС-110-600, роз'єднувачів 330 кВ.

В ході виконання ремонтів роз'єднувачів замінено опорно-стрижньову ізоляцію типів ІОС-110-1250М в кількості 4 шт. та ІОС-110-600М в кількості 25 шт.

Роз'єднувачі 330 кВ потребують поступової заміни по причині відсутності запчастин для проведення ремонтів.

У 2019 році розроблено проект по заміні трансформаторів струму 750 кВ в комірці «ЗВ» відповідно до Протоколу №03-2017 від 04.08.2017 засідання Науково-технічної ради ДП «НЕК «Укренерго». Заміна ТС запланована на 2020 рік.

Шинні опори 330 кВ з ізоляторів типу ІОС-110-600, С8-1300 І-М-УХЛ1 та АКО-110-600. Ізолятори типу АКО-110-600 знаходяться в експлуатації більше 30 років, стан ізоляторів незадовільний, необхідно виконати їх заміну.

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 110, 330 та 750 кВ ПС 750 кВ «Вінницька» станом на 01.01.2020 р.

Величини струмів короткого замикання на шинах 110, 330 та 750 кВ ПС 750 кВ «Вінницька»

Системи шин	І кз (ЗФ), кА	І кз (1Ф), кА
750 кВ	12,90	10,92
330 кВ	22,22	22,99
110 кВ	15,58	16,79

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.3.1 табл. 5.4.1.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

5.3.1.47 Реконструкція ПС 330 кВ «Вінницька», за програмою «Підвищення енергоефективності в електропередачі (реконструкція трансформаторних підстанцій) – II, за підтримки KfW»

Існуючий стан підстанції

Підстанція 330 кВ «Вінницька» введена в експлуатацію в 1965 р. та має напруги 330/110/10 кВ.

Розташована за адресою: Вінницька обл., Вінницький р-н, с. Лука-Мелешківська, вул. Привокзальна, 1.

Загальна площа підстанції складає 7,07 га.

Підстанція підпорядкована Південно-Західній ЕС, яка є відокремленим структурним підрозділом НЕК "Укренерго".

Загальна встановлена потужність АТ становить 400 МВА, а саме:

- АТ-1 200 МВА на напругу 330/110/10 кВ. Введений в експлуатацію у 1991 році. Останній капітальний ремонт проведено у 2003 році.
- АТ-2 200 МВА на напругу 330/110/10 кВ. Введений в експлуатацію у 1986 році. Останній капітальний ремонт проведено у 1998 році.

ВРП 330 кВ виконаний за схемою 330-15 «Трансформатори-шини з приєднанням ліній через два вимикачі»

До ВРП 330 кВ приєднано три ПЛ 330 кВ:

- ПЛ 330 кВ Вінницька 750 – Вінницька 330;
- ПЛ 330 кВ Вінницька 330 – Бар;
- ПЛ 330 кВ Ладжинська ТЕС – Вінницька 330.

ВРП 330 кВ зв'язаний:

- з ВРП 110 кВ за допомогою двох автотрансформаторів АТ-1 та АТ-2 потужністю 200 МВА кожний;
- з ЗРП 10 кВ - за допомогою двох автотрансформаторів АТ-1 та АТ-2 потужністю 200 МВА кожний.

ВРП 110 кВ побудований за схемою 110-13Н «Дві робочі та обхідна системи шин».

До ВРП 110 кВ приєднано одинадцять ПЛ 110 кВ: ПЛ 110 кВ «Вінницька 330 – Тюшки», ПЛ 110 кВ «Вінницька 330 – Агрономічне», ПЛ 110 кВ «Вінницька 330 – Південна», ПЛ 110 кВ «Вінницька 330 – Нова», ПЛ 110 кВ «Вінницька 330 – Східна», ПЛ 110 кВ «Вінницька 330 – Сутиски», ПЛ 110 кВ «Вінницька 330 – Немирів», ПЛ 110 кВ «Вінницька 330 – Тульчин», ПЛ 110 кВ «Вінницька 330 – Вінницька 750», ПЛ 110 кВ «Вінницька 330 – Укрфлора», ПЛ 110 кВ «Вінницька 330 – Західна».

Електропостачання власних потреб підстанції здійснюється від 1С-10 кВ та 2С 10 кВ через ТВП-1 потужністю 1000 кВА, ТВП-2 потужністю 1800 кВА та від мережі 10 кВ ТОВ «Вінницяобленерго» через ТВП-3 потужністю 560 кВА.

Проблемні питання

Роз'єднувачі 330 кВ та 110 кВ фізично зношені та мають значний термін експлуатації (встановлювались у період з 1965 по 1990 роки).

Конденсатори зв'язку та високочастотні загороджувачі 110 кВ фізично зношені та мають значний термін експлуатації (встановлювались у період з 1965 по 1990 роки).



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Обладнання РП-10 кВ фізично зношене та має значний термін експлуатації (встановлювалось у період з 1965 по 1974 роки). Схема РП-10 кВ потребує перегляду та реконструкції (встановлення секційної комірки та чотирьох комірок: ТН-10 1,2 секцій 10 кВ та ТН-10 АТ-1,2). Проєктом необхідно передбачити встановлення 10 шт комплектних комірок КРП-10 кВ у зборі з вакуумними вимикачами, трансформаторами струму, трансформаторами напруги, роз'єднувачами, ОПН (з урахуванням обладнання РЗА).

ТВП-1, ТВП-2, ТВП-3 фізично зношені та мають значний термін експлуатації (встановлювались у 1965, 1966 та 1978 роках).

Обладнання щита власних потреб фізично зношене, має значний термін експлуатації та встановлювалось ще під час будівництва підстанції.

Комплект обладнання РЗА та ПА, яке замінене (в процесі заміни) або знаходиться в задовільному стані, але потребує модернізації для інтеграції в АСКТП:

- захисти та автоматика ПЛ 330 кВ;
- захисти та автоматика ПЛ 110 кВ, ОВ-110 кВ;
- захисти I СШ та II СШ 330 кВ;
- захисти I СШ та II СШ 110 кВ;
- автоматика введів 110 кВ АТ1 та АТ2, ШЗВ-110 кВ;
- пристрої протиаварійної автоматики ПЛ 330 кВ;
- пристрої протиаварійної автоматики ПЛ 110 кВ;
- реєстратори аварійних подій.

Інше обладнання та пристрої РЗА та ПА, збору та реєстрації даних загалом вже зношене, фізично та морально застаріле, а деяку його частину вже знято з виробництва.

Система обліку електроенергії модернізована (кола обліку, лічильники електроенергії, система АСОЕ).

Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче.

Кількість обладнання на ПС-330 кВ «Вінницька», яке вже було замінене в попередні роки та яке потребує заміни

Обладнання та системи	Загалом	Замінене/ в процесі заміни/ задовіль. стані	Потребує заміни
ВРП 330 кВ			
Автотрансформатори	2	0	2
Вимикачі	6	6	0
Роз'єднувачі	22	2	20
Трансформатори напруги	15	15	0
Трансформатори струму	18	18	0
ОПН	6	6	0
ВЧ-загороджувачі	9	9	0
Конденсатори зв'язку	7	7	0
ВРП 110 кВ			
Вимикачі	15	15	0
Роз'єднувачі	59	12	47
Трансформатори напруги	7	7	0



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Обладнання та системи	Загалом	Замінене/ в процесі заміни/ в задовіль. стані	Потребує заміни
Трансформатори струму	45	45	0
ОПН	12	12	0
ВЧ-загороджувачі	21	1	20
Конденсатори зв'язку	13	0	13
РП 10 кВ			
ТВП	3	0	3
Вимикачі та трансформатори струму	5	0	10 шт. КРУ-10 кВ (у т.ч. секційну і 4 шт. ТН-10 кВ)
Роз'єднувачі	5	0	
Трансформатори напруги	9	0	
ОПН	9	0	
Реактори бетонні	2	0	2
РЗА			
Обладнання РЗА (комплект)	2	1	1
Інше обладнання			
Пристрої логічного блокування	1	0	1
Акумуляторна батарея, (комплект)	1	1	0
Зарядні пристрої	2	2	0
Щит постійного струму (комплект)	1	1	0
Щит змінного струму (комплект)	1	0	1

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 110 та 330 кВ ПС 330 кВ «Вінницька» станом на 01.01.2020 р.

Величини струмів короткого замикання на шинах 110 та 330 кВ ПС 330 кВ «Вінницька»

Системи шин	I кз (3ф), кА	I кз (1ф), кА
330 кВ	19,09	16,99
110 кВ	19,49	21,95

У 2016 році було виконано реконструкцію ВРП 330 кВ та ВРП 110 кВ, під час якої було замінено наступне обладнання: В-330 кВ – 4 одиниці, ТС-330 кВ – 12 одиниць, ТН-330 кВ – 9 одиниць, ВЧЗ – 6 одиниць, КЗ – 9 одиниць, ОПН-330 кВ – 3 одиниці, ТС-110 кВ – 45 одиниць, ТН-110 кВ – 3 одиниці, ОПН-110 кВ – 3 одиниці. Додатково встановлено: ТН-330 кВ – 6 одиниць, Р-330 кВ – 2 одиниці, ТН-110 кВ – 1 одиниця.

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.3.2 табл. 5.4.1.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

5.3.1.48 Реконструкція ПС 330 кВ «Бар», за програмою «Підвищення енергоефективності в електропередачі (реконструкція трансформаторних підстанцій) – II, за підтримки KfW»

Існуючий стан підстанції

Підстанція 330 кВ «Бар» введена в експлуатацію в 1989 р. та має напруги 330/110/35кВ.

Розташована за адресою: Вінницька область, Барський район, Антонівська сільська рада, урочище, вул. Чапаєва, буд. 2.

Загальна площа підстанції складає 5,14 га.

Підстанція підпорядкована Південно-Західній ЕС, яка є структурним підрозділом НЕК "Укренерго".

Загальна встановлена потужність АТ становить 250 МВА, а саме:

- АТ-1 125 МВА на напругу 330/110/35 кВ. Введений в експлуатацію у 1989 році. Останній капітальний ремонт проведено у 2001 році.
- АТ-2 125 МВА на напругу 330/110/35 кВ. Введений в експлуатацію у 1989 році. Останній капітальний ремонт проведено у 2002 році.

ВРП 330 кВ виконаний за схемою 330-15 «Трансформатори-шини з приєднанням ліній через два вимикачі».

До ВРП 330 кВ приєднано три ПЛ 330 кВ:

- ПЛ 330 кВ Дністровська ГАЕС - Бар;
- ПЛ 330 кВ Бар – Хмельницька;
- ПЛ 330 кВ Вінницька 330 – Бар.

ВРП 330 кВ зв'язаний:

- з ВРП 110 кВ за допомогою двох автотрансформаторів АТ-1 та АТ-2 потужністю 125 МВА кожний,
- з ВРП 35 кВ за допомогою двох автотрансформаторів АТ-1 та АТ-2 потужністю 125 МВА кожний.

ВРП 110 кВ побудований за схемою 110-13Н «Дві робочі та обхідна системи шин».

До ВРП 110 кВ приєднано п'ять ПЛ 110 кВ:

- ПЛ 110 кВ Бар – ГКС-1;
- ПЛ 110 кВ Бар – ГКС-2;
- ПЛ 110 кВ Бар – Чернятин;
- ПЛ 110 кВ Бар – Балки;
- ПЛ 110 кВ Бар – Комарівці-тяга.

ВРП 35 кВ побудований за схемою 35-3Н «Блок (лінія-трансформатор) з вимикачем» з встановленням шунтуючих реакторів 35 кВ.

Живлення сторонніх споживачів по стороні 35 кВ відсутнє.

Електропостачання власних потреб здійснюється по стороні 35 кВ від АТ-1 та АТ-2 через ТВП-1 потужністю 630 кВА та ТВП-2 потужністю 630 кВА, та від мережі 10 кВ ПАТ «Вінницяобленерго» (резерв) через ТВП-3 потужністю 400 кВА.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Проблемні питання:

- Роз'єднувачі 330 кВ (12 з 19), 110 кВ та 35 кВ (4 з 8) фізично зношені та мають значний термін експлуатації (встановлювались у 1989 році).
- Конденсатори зв'язку 330 кВ (6 з 7) та 110 кВ фізично зношені та мають значний термін експлуатації (встановлювались у 1989 році).
- ВЧ-загороджувачі 330 кВ (10 з 13) та 110 кВ фізично зношені та мають значний термін експлуатації (встановлювались у 1989 році).
- ТВП 35 кВ ТВП-1, ТВП-2 фізично зношені та мають значний термін експлуатації (встановлювались у 1989 році).
- Трансформатори струму 35 кВ (8 з 24) фізично зношені та мають значний термін експлуатації (встановлювались у 1989 році).
- КТП-10 кВ в комплекті з ТВП-3 та комутаційними апаратами фізично зношене та має значний термін експлуатації (встановлювались у 1989 році).
- Комплект обладнання РЗА та ПА, яке було замінене (в процесі заміни) або знаходиться в задовільному стані, але потребує модернізації для інтеграції в АСКТП:
 - диференційний захист АТ1 та АТ2 типу «Діамант»;
 - захисти та автоматика ПЛ 330 кВ;
 - захисти та автоматика ПЛ 110 кВ, ОВ-110 кВ;
 - автоматика введів 110 кВ АТ1 та АТ2, ШЗВ 110 кВ;
 - частково пристрої протиаварійної автоматики ПЛ 330 кВ;
 - реєстратори аварійних подій;
 - автоматична система збору інформації з пристроїв РЗА/

Інше обладнання та пристрої РЗА та ПА, збору та реєстрації даних загалом вже зношене, фізично та морально застаріле, а деяку його частину вже знято з виробництва.

Система обліку електроенергії в основному модернізована (кола комерційного обліку, лічильники електроенергії, система АСОЕ). Для повного завершення модернізації системи обліку необхідно у колах обліку приєднань 330 кВ замінити вимірювальні ТН 330 кВ та ящики затискачів ТН 330 кВ, у колах обліку приєднань 110 кВ замінити вимірювальні ТН 110 кВ, ящики затискачів ТН 110 кВ та забезпечити кабельні зв'язки ТН 110 кВ.

Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче.

Кількість обладнання на ПС 330 кВ «Бар», яке вже було замінене в попередні роки, та яке потребує заміни

Обладнання та системи	Загалом	Замінене/ в процесі заміни/ задовільн. стані	Потребує заміни
ВРП 330 кВ			
Автотрансформатори	2	0	2
Вимикачі	6	6	0
Роз'єднувачі	19	7	12
Трансформатори напруги	15	9	6
Трансформатори струму	18	18	0
ОПН	6	6	0



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Обладнання та системи	Загалом	Замінене/ в процесі заміни/ в задовільн. стані	Потребує заміни
ВЧ-загороджувачі	13	3	10
Конденсатори зв'язку	7	1	6
ВРП 110 кВ			
Вимикачі	8	8	0
Роз'єднувачі	31	0	31
Трансформатори напруги	7	0	7
Трансформатори струму	24	24	0
ОПН	12	12	0
ВЧ-загороджувачі	5	0	5
Конденсатори зв'язку	5	0	5
ВРП 35 кВ			
ТВП	2	0	2
Вимикачі	4	4	0
Роз'єднувачі	8	4	4
Трансформатори струму	24	16	8
Трансформатори напруги	6	0	6
ОПН	14	14	0
Реактори шунтуючі	2	2	0
КТП-10 кВ разом з ТВП-3 (комплект)	1	0	1
РЗА			
Обладнання РЗА (комплект)	2	1	1
Пристрої логічного блокування	1	0	1
Інше обладнання			
Акумуляторна батарея (комплект)	1	1	0
Зарядні пристрої	2	2	0
Щит постійного струму (комплект)	1	1	0
Щит змінного струму (комплект)	1	1	0

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 110 та 330 кВ ПС 330 кВ «Бар» станом на 01.01.2020 р.

Величини струмів короткого замикання на шинах 110, 220 та 330 кВ ПС 330 кВ «Бар»

Системи шин	I кз (3ф), кА	I кз (1ф), кА
330 кВ	13,49	10,77
110 кВ	11,89	13,12

В 2013 році було виконано часткову реконструкцію підстанції з заміною всіх вимикачів та вимірювальних трансформаторів на сучасне обладнання виробництва АББ Швеція. Потребують заміни роз'єднувачі 330-110 кВ.

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.3.3 табл. 5.4.1.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

5.3.1.49 Реконструкція ПС 330 кВ «Козятин», за програмою «Підвищення енергоефективності в електропередачі (реконструкція трансформаторних підстанцій) – II, за підтримки KfW»

Підстанція 330 кВ «Козятин» введена в експлуатацію в 1983 р. та має напруги 330/110/35 кВ.

Розташована за адресою: вул. Березова, буд. 36, с. Махаринці, Козятинський район, Вінницька область.

Загальна площа підстанції складає 4,48 га.

Підстанція підпорядкована Південно-Західній ЕС, яка є відокремленим структурним підрозділом НЕК "Укренерго".

Загальна встановлена потужність:

- АТ-1 330/110/35 кВ дорівнює 200 МВА (виготовлений 1983 р.)

Більша частина обладнання, що експлуатується на ПС - 1983 року виготовлення.

ВРП 330 кВ виконано за схемою «трансформатори-шини з приєднанням ліній через два вимикачі» (330-15).

Недоліком даної схеми є наявність всього одного автотрансформатора. Початковим проектом ПС передбачалось встановлення двох АТ.

До ВРП 330 кВ приєднано дві ПЛ 330 кВ:

- ПЛ 330 кВ Білоцерківська – Козятин;
- ПЛ 330 кВ Козятин - Вінницька-750.

ВРП 330 кВ зв'язаний:

- з ВРП 110 кВ за допомогою автотрансформатора АТ-1 потужністю 200 МВА;
- з ВРП 35 кВ за допомогою автотрансформатора АТ-1 потужністю 200 МВА.

ВРП 110 кВ експлуатується за схемою 110-12 «одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна система шин».

До ВРП 110 кВ приєднано п'ять ПЛ 110 кВ: ПЛ 110 кВ «Дубові Махаринці», ПЛ 110 кВ «Козятин-тяга», ПЛ 110 кВ «Сосонка-тяга», ПЛ 110 кВ «Юрівка», ПЛ 110 кВ «Ружин».

ВРП 110 кВ зв'язаний:

- з ВРП 330 кВ за допомогою автотрансформатора АТ-1.
- з ВРП 35 кВ за допомогою автотрансформатора АТ-1.

Електропостачання власних потреб здійснюється: від секцій 35 кВ через два ТВП потужністю 560 та 630 кВА; від мережі 10 кВ системи розподілу через ТВП потужністю 400 кВА .

Проблемні питання:

- Незважаючи на рік введення в експлуатацію підстанції, основне обладнання знаходиться в задовільному стані. Запасні частини до нього, на даний час виробниками вже не виготовляються.
- Проект будівництва підстанції в початковому варіанті передбачав встановлення двох автотрансформаторів типу АТДЦТН-200000/330/110, але в наявності є схема з одним автотрансформатором. При виводі АТ-1 в ремонт відсутній зв'язок між ВРП 330 та 110 кВ. З метою підвищення надійності електропостачання споживачів необхідне встановлення ще одного автотрансформатора.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

- Для полегшення виводу обладнання у ремонт необхідне встановлення лінійних роз'єднувачів напругою 330 кВ.
- Слабкою ланкою підстанції в експлуатації є повітряні вимикачі, вимірювальні трансформатори, роз'єднувачі та розрядники. Силове обладнання зношене, фізично та морально застаріле, більшу частину вже знято з виробництва.
- Бетонні опори та сталеві конструкції опор під обладнання на ВРП 330/110 кВ перебувають у справному технічному стані, проте на сталевих порталних опорах помітні значні корозійні пошкодження.
- ВРП 35 кВ перебуває в незадовільному технічному стані. Бетонні опори та сталеві конструкції опор під обладнання зазнали впливу корозії.
- Комплект обладнання РЗА та ПА, яке замінене (в процесі заміни) або знаходиться в задовільному стані, але потребує модернізації для інтеграції в АСКТП:
 - основний захист ПЛ 330 кВ Білоцерківська;
 - частково пристрої протиаварійної автоматики ПЛ 330 кВ;
 - реєстратори аварійних подій.

Інше обладнання та пристрої РЗА та ПА, збору та реєстрації даних загалом вже зношене, фізично та морально застаріле, а деяку його частину вже знято з виробництва.

- Система обліку електроенергії в основному модернізована (кола комерційного обліку, лічильники електроенергії, система АСОЕ). Для повного завершення модернізації системи обліку необхідно у колах обліку приєднань 330 кВ встановити шафу обліку приєднань 330 кВ та ящики затискачів ТС, ТН 330 кВ, замінити вимірювальні ТС 330 кВ та вимірювальні ТН 330 кВ, забезпечити кабельні зв'язки ТС, ТН 330 кВ у колах обліку приєднань 110 кВ замінити вимірювальні ТС 110 кВ та вимірювальні ТН 110 кВ, забезпечити кабельні зв'язки ТН.
- Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче.

Кількість обладнання на ПС 330 кВ «Козятин» яке вже було замінене в попередні роки та яке потребує заміни

Обладнання та системи	Загалом	Замінене / в задов. стані	Потребує заміни
ВРП 330 кВ			
Автотрансформатори 330 кВ	1	0	1
Вимикачі 330 кВ	4	0	4
Трансформатори струму 330 кВ	12	0	12
Трансформатори напруги 330 кВ	6	0	6
Роз'єднувачі 330 кВ	9	0	9
Розрядники 330 кВ	3	0	3
Загороджувачі 330 кВ	6	0	6
Конденсатори зв'язку 330 кВ	10	0	10
ВРП 110 кВ			
Вимикачі 110 кВ	8	0	8
Трансформатори струму 110 кВ	27	0	27
Трансформатори напруги 110 кВ	6	0	6



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Роз'єднувачі 110 кВ	31	0	31
Розрядники 110 кВ	9	0	9
Загороджувачі 110 кВ	10	0	10
Конденсаторизв'язку 110 кВ	13	0	13
ВРП 35 кВ			
Вимикачі 35 кВ	3	0	3
Трансформатори струму 35 кВ	6	0	6
Трансформатори напруги 35 кВ	3	0	3
Розрядники 35 кВ	6	0	6
ТВП 35 кВ	2	0	2
ТВП 10 кВ	1	0	1
РЗА			
Обладнання РЗА (комплект)	2	1	1
Пристрої логічного блокування (комплект)	1	0	1
Інше обладнання			
Акумулятора батарея	1	1	0
Зарядні пристрої	2	2	0
Компресори	4	4	0
Щит постійного струму (комплект)	1	1	0
Щит змінного струму (комплект)	1	0	1

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 110 та 330 кВ ПС 330 кВ «Козятин» станом на 01.01.2020 р.

Величини струмів короткого замикання на шинах 110 та 330 кВ ПС 330 кВ «Козятин»

Системи шин	I кз (3ф), кА	I кз (1ф), кА
330 кВ	8,06	6,05
110 кВ	8,33	9,32

Південно-Західною ЕС, в кінці 2017 року, закуплено роботу з коригування ПКД «ПС 330 кВ «Козятин». Проект реконструкції ВРП 330 кВ та 110 кВ (інв. №000629, 200631, 230060)». ПКД скориговано в червні 2018 року. Згідно з ним потребують заміни ТС-330 кВ – 12 одиниць, ТС-110 кВ – 21 одиниця, ТН-110 кВ – 6 одиниць. В 2018 році НЕК «Укренерго» виконано закупівлю трансформаторів струму 330, 110 кВ. На даний час очікується закупівля робіт з монтажу.

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.3.4 табл. 5.4.1.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

5.3.1.50 Реконструкція ПС 330 кВ «Тернопільська», за програмою «Підвищення енергоефективності в електропередачі (реконструкція трансформаторних підстанцій) – II, за підтримки KfW»

Існуючий стан підстанції

Підстанція 330 кВ «Тернопільська» введена в експлуатацію в 1966 р. та має напруги 330/110/35 кВ. Розташована за адресою: вул. Енергетична, буд. 58, смт. Велика Березовиця, Тернопільський район, Тернопільська область.

Загальна площа підстанції складає 7,65 га.

Підстанція підпорядкована Південно-Західній ЕС, яка є відокремленим структурним підрозділом НЕК "Укренерго". П'ять комірок 110 кВ знаходяться на балансі Львівської залізниці.

Загальна встановлена потужність АТ дорівнює 500 МВА.

А саме:

- АТ-1 125 МВА (виготовлений в 1986 році);
- АТ-2 125 МВА (виготовлений в 1990 році);
- АТ-3 125 МВА (виготовлений в 1978 році);
- АТ-4 125 МВА (виготовлений в 1990 році).

ВРП 330 кВ виконаний за схемою «трансформатори-шини з приєднанням ліній через два вимикачі» (330-15). Недоліком схеми є приєднання до однієї системи шин двох автотрансформаторів через роз'єднувачі, що приводить до необхідності вимкнення обох автотрансформаторів при вимкненні системи шин.

До ВРП 330 кВ приєднано дві ПЛ-330 кВ:

- Бурштинська ТЕС - Тернопільська;
- Тернопільська – Хмельницька.

ВРП 330 кВ зв'язаний з ВРП 110 кВ за допомогою чотирьох автотрансформаторів АТ-1 - АТ-4 потужністю по 125 МВА кожний.

ВРП 110 кВ побудовано за схемою «дві секціоновані вимикачами системи шин з секціонованою обхідною» (110-14)

До ВРП 110 кВ приєднано дванадцять ПЛ-110 кВ: ПЛ-110 кВ «ЗБК», ПЛ-110 кВ «Озерна», ПЛ-110 кВ «Ватра», ПЛ-110 кВ «Промислова-1», ПЛ-110 кВ «Промислова-2», ПЛ-110 кВ «Загребелля», ПЛ-110 кВ «Східна тяга -1», ПЛ-110 кВ «Східна тяга – 2», ПЛ-110 кВ «Нова», ПЛ-110 кВ «В. Гаї», ПЛ-110 кВ «Лозова», ПЛ-110 кВ «Теребовля».

Зв'язок з іншими підстанціями НЕК «Укренерго» лініями електропередачі ВРП 110 кВ (загалом 12 ліній) відсутній.

Електропостачання власних потреб підстанції здійснюється від секцій 35 через два ТВП потужністю 500 та 1000 кВА.

Проблемні питання:

- Схема ВРП 330 кВ, не забезпечує надійність електропостачання споживачів тому, що АТ попарно приєднані до СШ 330 кВ через роз'єднувачі, що веде до відключення обох АТ в разі виникнення аварійної ситуації на одному з них. При цьому інша пара АТ несе навантаження більше встановленої потужності, внаслідок чого черговий диспетчер повинен терміново



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

- провести розвантаження шляхом відключення ПЛ-110 кВ - необхідна реконструкція ВРП 330 кВ;
- потребує заміни обладнання 35 кВ через великий термін експлуатації та відсутність запасних частин;
 - потребує заміни компресор К-1 типу ВШ-3/40 виробництва Вірменії на ЗВШ-1,6-3/46 Сумського машинобудівного заводу по причині відсутності запчастин;
 - в зв'язку з запланованим, на перспективу, приєднанням ПЛ 330 кВ "Луцьк-Північна" та ПЛ 330 кВ "Чернівецька" необхідно виконати реконструкцію ВРП 330 кВ з приведенням схеми ВРП 330 кВ до типу "полупторна", обладнання ВРП 330 кВ потребує заміни через великий термін експлуатації, фізичне зношення.
 - Значна частина обладнання ВРП 110 кВ потребує заміни, через великий термін експлуатації та фізичне зношення.
 - Система постійного струму фізично застаріла і обладнання практично відпрацювало свій експлуатаційний термін. Потребує заміни акумуляторна батарея – строк експлуатації більше 20 років.
 - Комплект обладнання РЗА та ПА, яке замінене (в процесі заміни) або знаходиться в задовільному стані, але потребує модернізації для інтеграції в АСКТП:
 - захисти та автоматика трьох ПЛ 110 кВ, ОВ-1 та ОВ-2 110 кВ;
 - автоматика ШЗВ-1 та ШЗВ-2 110 кВ;
 - частково пристрої протиаварійної автоматики ПЛ 330 кВ;
 - реєстратори аварійних подій.
 - Інше обладнання та пристрої РЗА та ПА, збору та реєстрації даних загалом вже зношене, фізично та морально застаріле, а деяку його частину вже знято з виробництва.
 - Система обліку електроенергії в основному модернізована (кола комерційного обліку, лічильники електроенергії, система АСОЕ). Для повного завершення модернізації системи обліку необхідно у колах обліку приєднань 330 кВ встановити шафу обліку приєднань 330 кВ та ящики затискачів ТС, ТН 330 кВ, забезпечити кабельні зв'язки ТС, ТН 330 кВ, у колах обліку приєднань 110 кВ замінити вимірювальні ТС, ТН 110 кВ та забезпечити кабельні зв'язки ТН 110 кВ.
 - Система постійного струму фізично застаріла і обладнання практично відпрацювало свій експлуатаційний термін.

Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче.

Кількість обладнання на ПС 330 кВ «Тернопільська», яке вже було замінене в попередні роки, та яке потребує заміни

Обладнання та системи	Загалом	Замінено/в задовільному стані	Потребує заміни
Автотрансформатори 330 кВ	4		4
ВРП 330 кВ			
Вимикачі 330 кВ	4		4



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Обладнання та системи	Загалом	Замінено/в задовільному стані	Потребує заміни
Трансформатори струму 330 кВ	12		12
Трансформатори напруги 330 кВ	6		6
Роз'єднувачі 330 кВ	16	2	14
Розрядники 330 кВ+ОПН	12	9	3
Конденсатори зв'язку	6		6
ВЧ-загороджувачі	6		6
ВРП 110 кВ			
Вимикачі 110 кВ	20	4	16
Трансформатори струму 110 кВ	51	12	39
Трансформатори напруги 110 кВ	6	3	3
Роз'єднувачі 110 кВ	76	14	62
Конденсатори зв'язку	5		5
ВЧ-загороджувачі	5		5
ВРП 35 кВ			
Вимикачі 35 кВ	3		3
Трансформатори напруги 35 кВ	12		12
Розрядники 35 кВ	12	6	6
Компресори	6	2	4
ТВП	2		2
РЗА			
Обладнання РЗА (комплект)	2	1	1
Пристрої логічного блокування (комплект)	1	0	1
Інше обладнання			
Акумуляторні батареї	1		1
Зарядні пристрої	2		2
Щит постійного струму	1		1
Щит змінного струму	1		1

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 110 та 330 кВ ПС 330 кВ «Тернопільська» станом на 01.01.2020 р.

Величини струмів короткого замикання на шинах 110 та 330 кВ ПС 330 кВ «Тернопільська»

Системи шин	I кз (3ф), кА	I кз (1ф), кА
330 кВ	7,86	7,63
110 кВ	11,92	14,58

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.3.5 табл. 5.4.1.

5.3.1.51 Реконструкція ПС 330 кВ «Кам'янець-Подільська», за програмою «Підвищення енергоефективності в електропередачі (реконструкція трансформаторних підстанцій) – II, за підтримки KfW»

Існуючий стан підстанції

Підстанція 330 кВ «Кам'янець-Подільська» введена в експлуатацію в 1974 р. та має напруги 330/110/35 кВ.

Розташована за адресою: комплекс будівель та споруд №1, Панівецька сільська рада, Кам'янець-Подільський район, Хмельницька область.

Загальна площа підстанції складає 6,59 га.

Підстанція підпорядкована Південно-Західній ЕС, яка є відокремленим структурним підрозділом НЕК "Укренерго".

Загальна встановлена потужність АТ дорівнює 400 МВА, а саме:

- АТ-1, типу АТДЦТН-200000/330/110/35 – (виготовлений в 1980 р.)
- АТ-2, типу АТДЦТН-200000/330/110/35 – (виготовлений в 1987 р.)

ВРП 330 кВ виконано за схемою 330-9 «чотирикутник».

До ВРП 330 кВ підключені дві повітряні лінії:

- ПЛ 330 кВ Чернівецька – Кам'янець-Подільська;
- ПЛ 330 кВ Дністровська ГЕС – Кам'янець-Подільська.

ВРП 330 кВ зв'язаний:

- з ВРП 110 кВ за допомогою 2 автотрансформаторів АТ-1 та АТ-2 потужністю 200 МВА;
- з ВРП 35 кВ за допомогою 2 автотрансформаторів АТ-1 та АТ-2 потужністю 200 МВА.

ВРП 110 кВ виконано за схемою 110-7 «дві робочі та обхідна системи шин».

До ВРП 110 кВ підключені 8 повітряних ліній 110 кВ: ПЛ 110 кВ «Південна», ПЛ 110 кВ «Оринін», ПЛ 110 кВ «Дунаївці», ПЛ 110 кВ «Борщів», ПЛ 110 кВ «Боришківці», ПЛ 110 кВ «Цемзавод-2», ПЛ 110 кВ «Цемзавод-1», ПЛ 110 кВ «ВНС-3».

ВРП 110 кВ зв'язаний:

- з ВРП 330 кВ за допомогою 2 автотрансформаторів АТ-1 та АТ-2.
- з ВРП 35 кВ за допомогою 2 автотрансформаторів АТ-1 та АТ-2.

ВРП 35 кВ виконано за схемою 35-9 «одна робоча секційована вимикачем система шин»

До ВРП 35 кВ підключені 3 повітряні лінії:

- ПЛ-35 «Вихватнівці»
- ПЛ-35 «М'ясокомбінат»
- ПЛ-35 «Устя»

Електропостачання власних потреб здійснюється: від шин 35 кВ через два ТВП потужністю 400 кВА кожний.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Проблемні питання:

- Незважаючи на рік введення в експлуатацію підстанції, основне обладнання знаходиться в задовільному стані. Більша частина обладнання, що експлуатується, як і запасні частини до нього, на даний час виробниками вже не виготовляється.
- Слабкою ланкою в експлуатації є: на ВРП 330 кВ - повітряні вимикачі, трансформатори струму (5 шт), роз'єднувачі, розрядники та конденсатори зв'язку та на ВРП 110 кВ - трансформатори струму (3 шт), трансформатори напруги, роз'єднувачі, розрядники та загороджувачі.
- Силове обладнання ВРП 330/110 кВ зношене, фізично та морально застаріле, більшу частину вже знято з виробництва.
- Бетонні опори та сталеві конструкції опор під обладнання на ВРП 330/110 кВ перебувають у справному технічному стані, проте на сталевих порталних опорах помітні значні корозійні пошкодження.
- Комплект обладнання РЗА та ПА, яке замінене (в процесі заміни) або знаходиться в задовільному стані, але потребує модернізації для інтеграції в АСКТП:
 - захисти ПЛ 330 кВ ДсГЕС;
 - захисти та автоматика вимикачів ПЛ 110 кВ, ОВ-110 кВ;
 - захисти I СШ та II СШ 110 кВ;
 - автоматика введів 110 кВ АТ1 та АТ2, ШЗВ 110 кВ;
 - частково пристрої протиаварійної автоматики ПЛ 330 кВ;
 - реєстратори аварійних подій.

Інше обладнання та пристрої РЗА та ПА, збору та реєстрації даних загалом вже зношене, фізично та морально застаріле, а деяку його частину вже знято з виробництва.

Система обліку електроенергії в основному модернізована (кола комерційного обліку, лічильники електроенергії, система АСОЕ). Для повного завершення модернізації системи обліку необхідно у кола обліку приєднань 330 кВ встановити шафу обліку приєднань 330 кВ та ящики затискачів ТС, ТН 330 кВ, замінити вимірювальні ТС, ТН 330 кВ та забезпечити кабельні зв'язки ТС, ТН 330 кВ, у колах обліку приєднань 110 кВ замінити вимірювальні ТН 110 кВ.

Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче.

Кількість обладнання на ПС 330 кВ «Кам'янець-Подільська» яке вже було замінене в попередні роки та яке потребує заміни

Обладнання та системи	Загалом	Замінене/в процесі заміни/ в задов. стані	Потребує заміни
ВРП 330 кВ			
Автотрансформатори 330 кВ	2	0	2
Вимикачі 330 кВ	4	0	4
Трансформатори струму 330 кВ	12	7	5
Трансформатори напруги 330 кВ	6	0	6
Роз'єднувачі 330 кВ	12	0	12
Розрядники 330 кВ	6	0	6
Загороджувачі 330 кВ	6	6	0



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Обладнання та системи	Загалом	Замінене/в процесі заміни/ в задов. стані	Потребує заміни
Конденсатори зв'язку 330 кВ	12	0	12
ВРП 110 кВ			
Вимикачі 110 кВ	12	12	0
Трансформатори струму 110 кВ	36	33	3
Трансформатори напруги 110 кВ	8	0	8
Роз'єднувачі 110 кВ	49	2	47
Розрядники 110 кВ	12	0	12
Загороджувачі 110 кВ	2	0	2
ВРП 35 кВ			
Вимикачі 35 кВ	9	9	0
Трансформатори напруги 35 кВ	27	27	0
ТВП-35 кВ	2	0	2
Розрядники 35 кВ+ОПН 35 кВ	12	6	6
ТВП	2	0	2
РЗА			
Обладнання РЗА (комплект)	2	1	1
Пристрої блокування (комплект)	1	0	1
Інше обладнання			
Акумулятор	1	1	0
Зарядні пристрої	2	2	0
Компресори	4	4	0
Щит постійного струму	1	1	0
Щит змінного струму	1	0	1

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 110 та 330 кВ ПС 330 кВ «Кам'янець-Подільська» станом на 01.01.2020 р.

Величини струмів короткого замикання на шинах 110 та 330 кВ ПС 330 кВ «Кам'янець-Подільська»

Системи шин	I кз (3ф), кА	I кз (1ф), кА
330 кВ	7,53	7,2
110 кВ	10,81	13,41

У 2017 році розпочато реалізацію проекту «Технічне переоснащення енергетичних об'єктів західного та південно-західного регіонів України. Встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності на ПС 330 кВ «Кам'янець-Подільська». Необхідно виконати встановлення шунтуючих реакторів 35 кВ з причини підвищеного рівня напруги в мережі 35 кВ підстанції.

У 2019 році розроблено робочу документацію по встановленню пристроїв компенсації реактивної потужності, а саме шунтуючих реакторів SH-235.9/315/200 виробництва «Coil innovation GmbH» (Австрія) та іншого обладнання.

На даний час виконуються роботи по їх встановленню. Закінчення робіт та введення в експлуатації заплановано на 2020 рік.

У 2019 введено в роботу 1 для облаштування додаткової лінійної комірочки згідно розробленого проекту.

На ВРП-35 кВ змонтовані вакуумні вимикачі виробництва АВМ Ампер, м. Кременчук: ВБ-П-35-25/1250 – 9 одиниць.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Коефіцієнт заміни запасних частин повітряних вимикачів 330 кВ під час ремонтів складає близько 50%. Внаслідок великого терміну експлуатації, фізичного спрацювання необхідна заміна повітряних вимикачів, які відпрацювали свій ресурс.

У 2019 році було введено в роботу у комірці ФЕС Кам'янець-Подільська, для облаштування додаткової лінійної комірочки згідно розробленого проєкту:

- трансформатора струму TG-145-600/5;
- вимикач 110 кВ типу ЗАР1FG-145;
- роз'єднувача 110 кВ;
- фази ОПН типу PEXLIM R108-УН123.

У 2019 році розроблено проєкти по заміні масляних ТС-110 ВНС-3 ф.С, ШЗВ ф.А,В,С на елегазові. Також розроблено проєкт по заміні 6 трансформаторів струму 330 кВ, 6 трансформаторів напруги 330 кВ, 7 трансформаторів напруги 110 кВ на елегазові та іншого обладнання. В 2020 планується їх заміна. На ВРП 35 кВ у 2015 році змонтовані роз'єднувачі типу РДЗ-35/1000 - 20 одиниць.

Під час проведення ремонтів роз'єднувачів замінено опорно-стрижньову ізоляцію типу ІОС-110-2000М – 5 шт., ІОС-110-1250 - 5 шт., ІОС-110-600М - 5 шт., ІОС-110-400М - 3 шт.

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проєктною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.3.6 табл. 5.4.1.

5.3.1.52 Реконструкція ПС 330 кВ «Хмельницька», за програмою «Підвищення енергоефективності в електропередачі (реконструкція трансформаторних підстанцій) – II, за підтримки KfW»

Існуючий стан підстанції

Підстанція 330 кВ «Хмельницька» введена в експлуатацію в 1966 році та має напруги 330/110/10 кВ. Розташована за адресою: Львівське шосе, буд. 61-Б, м. Хмельницький, Хмельницька область. Загальна площа підстанції складає 6,62 га.

Підстанція підпорядкована Південно-Західній ЕС, яка є структурним підрозділом НЕК "Укренерго". Загальна встановлена потужність АТ становить 375 МВА, а саме:

- АТ-1 125 МВА на напругу 330/110/10 кВ. Введений в експлуатацію у 2009 році. Капітального ремонту не потребує.
- АТ-2 125 МВА на напругу 330/110/10 кВ. Введений в експлуатацію у 2016 році. Капітального ремонту не потребує.
- АТ-3 125 МВА на напругу 330/110/10 кВ. Введений в експлуатацію у 1989 році. Останній капітальний ремонт проведено у 2013 році.

ВРП 330 кВ виконано за схемою 330-15 «Трансформатори-шини з приєднанням ліній через два вимикачі».

До ВРП 330 кВ приєднано три ПЛ 330 кВ:

- ПЛ 330 кВ Бар – Хмельницька;
- ПЛ 330 кВ Хмельницька АЕС – Хмельницька;
- ПЛ 330 кВ Тернопільська – Хмельницька.

ВРП 330 кВ зв'язаний:

- з ВРП 110 кВ за допомогою автотрансформаторів АТ-1, АТ-2 та АТ-3 потужністю 125 МВА кожний;
- з ЗРП 10кВ за допомогою автотрансформаторів АТ-1, АТ-2 та АТ-3 потужністю 125 МВА кожний.

ВРП 110 кВ побудований за схемою № 110-13Н «Дві робочі та обхідна системи шин».



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

До ВРП 110 кВ приєднано дев'ять ПЛ 110 кВ: ПЛ 110 кВ «Хмельницька–Гречани-тяга-1», ПЛ 110 кВ «Хмельницька – Гречани-тяга-2», ПЛ 110 кВ «Хмельницька – Раково», ПЛ 110 кВ «Хмельницька – ХЕКРО», ПЛ 110 кВ «Хмельницька – Западінці», ПЛ 110 кВ «Хмельницька – Термопласт», ПЛ 110 кВ «Хмельницька – Ярмолинці-1», ПЛ 110 кВ «Хмельницька–Ярмолинці-2», ПЛ 110 кВ «Хмельницька – Бокиївка».

ЗРП 10кВ складається з 48 (сорока восьми) комплектних комірок КРП-10 кВ.

На ЗРП-10 кВ заходять 32 (тридцять дві) кабельних лінії 10 кВ, що забезпечують електроживлення споживачів АТ «Хмельницькобленерго».

Електропостачання власних потреб здійснюється від 2С-10 кВ, 4С-10 кВ та 3С-10 кВ ЗРП-10 кВ через ТВП-1 потужністю 630 кВА, ТВП-2 потужністю 400 кВА та ТВП-3 потужністю 630 кВА відповідно.

Проблемні питання:

- Трансформатори напруги 330 кВ (3 з 15) зношені та мають значний термін експлуатації (встановлювались у 1970-1974 роках).
- Високочастотні загороджувачі 330 кВ (3 з 9) 110 кВ фізично зношені та мають значний термін експлуатації (встановлювались у 1969 році).
- Роз'єднувачі 110 кВ (32 з 50) та 10 кВ (7 з 12) фізично зношені та мають значний термін експлуатації (встановлювались у 1966-1977 роках).
- Один трансформатор струму 110 кВ фізично зношений та значний термін перебував в експлуатації (встановлювався у 1974 році).
- Конденсатори зв'язку 110 кВ фізично зношені та мають значний термін експлуатації (встановлювались у 1969 році).
- ОПН-110 кВ (3 з 15) фізично зношені та мають значний термін експлуатації (встановлювались у 1966 році).
- Два бетонних реактори 10 кВ фізично зношені та мають значний термін експлуатації (встановлювались у 1966 році).
- ТВП-1, ТВП-2, ТВП-3 фізично зношені та мають значний термін експлуатації (встановлювались у 1965, 1966 та 1978 роках).
- Вольтододаткові трансформатори фізично зношені та мають значний термін експлуатації (встановлювались у 1966 році).
- Дугогасильні реактори фізично зношені та мають значний термін експлуатації (встановлювались у 1986 та 1990 роках).
- Через недолік схеми є потреба у встановленні вимикача 10 кВ та трансформаторів струму 10 кВ в колі ВДТ-1 (по аналогії з ВДТ-2). У разі встановлення даного обладнання виведення з роботи ВДТ-1 не буде необхідно виведення АТ-1.
- Обладнання щита власних потреб (2 секції з 5) фізично зношені та мають значний термін експлуатації (встановлювались ще під час будівництва підстанції).
- Щит постійного струму фізично зношений та має значний термін експлуатації (встановлювався ще під час будівництва підстанції).
- Комплект обладнання РЗА та ПА, яке замінене (в процесі заміни) або знаходиться в задовільному стані, але потребує модернізації для інтеграції в АСКТП:
 - захисти АТ1 330 кВ;
 - захисти АТ1 110 кВ;
 - захисти I СШ та II СШ 110 кВ;
 - захисти та автоматика вимикачів ПЛ 330 кВ ХАЕС;
 - автоматика вимикачів ПЛ 330 кВ Бар та Тернопільська;
 - захисти та автоматика ПЛ 110 кВ, ОВ-110 кВ;
 - автоматика вимикачів вводів 110 кВ АТ1 та АТ2,3, ШЗВ 110 кВ;
 - частково пристрої протиаварійної автоматики ПЛ 330 кВ;



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

- реєстратори аварійних подій;
- система моніторингу АТЗ.

Інше обладнання та пристрої РЗА та ПА, збору та реєстрації даних загалом вже зношене, фізично та морально застаріле, а деяку його частину вже знято з виробництва.

Система обліку електроенергії в основному модернізована (кола комерційного обліку, лічильники електроенергії, система АСОЕ). Для повного завершення модернізації системи обліку необхідно у колах обліку приєднань 330 кВ встановити шафу обліку приєднань 330 кВ та ящики затискачів ТС, ТН 330 кВ, замінити вимірювальні ТС, ТН 330 кВ і забезпечити кабельні зв'язки ТС, ТН 330 кВ.

Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче.

Кількість обладнання на ПС-330 кВ «Хмельницька» яке вже було замінено в попередні роки та яке потребує заміни

Обладнання та системи	Загалом	Замінено/ в процесі заміни/ задовіль. стані	Потребує заміни
ВРП 330 кВ			
Автотрансформатори	3	2	1
Вимикачі	6	6	0
Роз'єднувачі	20	20	0
Трансформатори напруги	15	12	3
Трансформатори струму	18	18	0
ОПН	9	9	0
ВЧ-загороджувачі	9	6	3
Конденсатори зв'язку	9	9	0
ВРП 110 кВ			
Вимикачі	15	15	0
Роз'єднувачі	50	18	32
Трансформатори напруги	7	7	0
Трансформатори струму	33	32	1
ОПН	15	12	3
ВЧ-загороджувачі	2	0	2
Конденсатори зв'язку	2	0	2
РП 10 кВ			
КРУ-10 кВ (комплект)	48	48	0
Реактори бетонні	2	0	2
Вимикачі	1	1	1
ТВП	3	0	3
Вольтододаткові трансформатори	2	0	2
Дугогасильні реактори	2	0	2
Роз'єднувачі	12	5	7
Трансформатори струму	3	3	3
РЗА			
Обладнання РЗА (комплект)	2	1	1
Пристрої логічного блокування	1	0	1
Інше обладнання			



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Обладнання та системи	Загалом	Замінене/ в процесі заміни/ в задовіль. стані	Потребує заміни
Акумуляторна батарея, (комплект)	1	1	0
Зарядні пристрої	2	2	0
Щит постійного струму (комплект)	1	1	0
Щит змінного струму (секція)	5	3	2

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 110 та 330 кВ ПС 330 кВ «Хмельницька» станом на 01.01.2020 р.

Величини струмів короткого замикання на шинах 110 та 330 кВ ПС 330 кВ «Хмельницька»

Системи шин	I кз (3ф), кА	I кз (1ф), кА
330 кВ	10.16	9.15
110 кВ	12.09	14.62

У 2009 році виконано заміну автотрансформатора АТ-1.

У 2016 році виконано заміну автотрансформатора АТ-2 та реконструкцію ЗРУ 10 кВ із заміною всього обладнання.

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.3.7 табл. 5.4.1.

5.3.1.53 Реконструкція ПС 330 кВ «Шепетівка», за програмою «Підвищення енергоефективності в електропередачі (реконструкція трансформаторних підстанцій) – II, за підтримки KfW»

Існуючий стан підстанції

Підстанція 330 кВ «Шепетівка» введена в експлуатацію в 1979 р. та має напруги 330/110/35 кВ.

Розташована за адресою: комплекс будівель та споруд №1, сільська рада Городищенська, Шепетівський район, Хмельницька область.

Загальна площа підстанції складає 5,00 га.

Підстанція підпорядкована Південно-Західній ЕС, яка є структурним підрозділом НЕК "Укренерго".

Загальна встановлена потужність АТ дорівнює 250 МВА, а саме:

- АТ-1, типу АТДЦТН-125000/330/110/35 – (виготовлений в 1979 р.)
- АТ-2, типу АТДЦТН-125000/330/110/35 – (виготовлений в 1983 р.)

ВРП 330 кВ виконано за схемою «трансформатори-шини з приєднанням ліній через два вимикачі» (330-15).

До ВРП 330 кВ підключені дві повітряні лінії:

- ПЛ 330 кВ Хмельницька АЕС - Шепетівка;
- ПЛ 330 кВ Житомирська - Шепетівка.

ВРП 330 кВ зв'язаний:

- з ВРП 110 кВ за допомогою 2 автотрансформаторів АТ-1 та АТ-2 потужністю 125 МВА;
- з ВРП 35 кВ за допомогою 2 автотрансформаторів АТ-1 та АТ-2 потужністю 125 МВА.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

У 2017 році на ПС 330 кВ «Шепетівка» було закуплено ТС 330 кВ (9 шт.).

У 2018 році було завершено коригування проєкту для їх заміни.

ВРП 110 кВ виконано за схемою 110-7 «дві робочі та обхідна системи шин». До ВРП 110 кВ підключені 9 повітряних ліній 110 кВ: ПЛ 110 кВ «Город 1», ПЛ 110 кВ «Город 2», ПЛ 110 кВ «Славута», ПЛ 110 кВ «Славута-тяга», ПЛ 110 кВ «Ізяслав», ПЛ 110 кВ «Мокіївці», ПЛ 110 кВ «Медведівка», ПЛ 110 кВ «Полонне», ПЛ 110 кВ «Чуднів».

ВРП 110 кВ зв'язаний:

- з ВРП 330 кВ за допомогою 2 автотрансформаторів АТ-1 та АТ-2.
- з ВРП 35 кВ за допомогою 2 автотрансформаторів АТ-1 та АТ-2.

ВРП 35 кВ виконано за схемою 35-9 «одна робоча секційована вимикачем система шин».

До ВРП 35 кВ підключені три повітряні лінії: ПЛ-35 «Водоканал», ПЛ-35 «ЗТВ», ПЛ-35 «Радар».

ВРП 35 кВ зв'язаний:

- з ВРП 330 кВ за допомогою 2 автотрансформаторів АТ-1 та АТ-2.
- з ВРП 110 кВ за допомогою 2 автотрансформаторів АТ-1 та АТ-2.

Електропостачання власних потреб здійснюється: від шин 35 кВ через два ТВП потужністю 400 кВА

Проблемні питання:

- Незважаючи на рік введення в експлуатацію підстанції, основне обладнання знаходиться в задовільному стані. Більша частина обладнання, що експлуатується, як і запасні частини до нього, на даний час виробниками вже не виготовляється.
- Слабкою ланкою в експлуатації підстанції є повітряні вимикачі, вимірювальні трансформатори, роз'єднувачі та розрядники. Силове обладнання зношене, фізично та морально застаріле, більшу частину вже знято з виробництва.
- Бетонні опори та сталеві конструкції опор під обладнання на ВРП 330/110 кВ перебувають у справному технічному стані, проте на сталевих порталних опорах помітні значні корозійні пошкодження.
- Основна акумуляторна батарея типу СК-12, 1979 року встановлення, 2001 року проведено капремонт з заміною пластин. Технічний стан задовільний, але через значний термін експлуатації можливе стрімке погіршення технічних характеристик – потребує заміни.
- Комплект обладнання РЗА та ПА, яке замінене (в процесі заміни) або знаходиться в задовільному стані, але потребує модернізації для інтеграції в АСКТП:
 - основний захист ПЛ 330 кВ Житомирська;
 - частково пристрої протиаварійної автоматики ПЛ 330 кВ;
 - реєстратори аварійних подій.

Інше обладнання та пристрої РЗА та ПА, збору та реєстрації даних загалом вже зношене, фізично та морально застаріле, а деяку його частину вже знято з виробництва.

- Система обліку електроенергії в основному модернізована (кола комерційного обліку, лічильники електроенергії, система АСОЕ). Для повного завершення модернізації системи обліку необхідно у колах обліку приєднань 330 кВ встановити шафу обліку приєднань 330 кВ та ящики затискачів ТС, ТН 330 кВ, замінити вимірювальні ТН 330 кВ та вимірювальні ТС 330 кВ (проводиться), забезпечити кабельні зв'язки ТС, ТН 330 кВ у колах обліку приєднань 110 кВ замінити вимірювальні ТН 110 кВ та вимірювальні ТС 110 кВ.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче.

Кількість обладнання на ПС-330 кВ «Шепетівка» яке вже було замінено в попередні роки та яке потребує заміни

Обладнання та системи	Загалом	Замінено/в процесі заміни/ в задов. стані	Потребує заміни
ВРП 330 кВ			
Автотрансформатори 330 кВ	2	0	2
Вимикачі 330 кВ	4	0	4
Трансформатори струму 330 кВ	12	3	9
Трансформатори напруги 330 кВ	6	0	6
Роз'єднувачі 330 кВ	12	0	12
Розрядники 330 кВ, ОПН 330 кВ	6	0	6
Загороджувачі 330 кВ	6	6	0
Конденсатори зв'язку 330 кВ	12	0	12
ВРП 110 кВ			
Вимикачі 110 кВ	13	0	13
Трансформатори струму 110 кВ	39	0	39
Трансформатори напруги 110 кВ	7	1	6
Роз'єднувачі 110 кВ	51	0	51
Розрядники 110 кВ	12	0	12
Загороджувачі 110 кВ	6	0	6
Конденсатори зв'язку 110 кВ	5	0	12
ВРП 35 кВ			
Вимикачі 35 кВ	8	8	0
Трансформатори напруги 35 кВ	12	11	1
ТВП	2	0	2
РЗА			
Обладнання РЗА (комплект)	2	1	1
Пристрої логічного блокування	1	0	1
Інше обладнання			
Розрядники 35 кВ	12	12	0
ТВП-10 кВ	1	0	1
Акумулятор	1	0	1
Зарядні пристрої	2	2	0
Компресори	4	3	1
Щит постійного струму	1	1	0
Щит змінного струму	1	0	1

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 110 та 330 кВ ПС 330 кВ «Шепетівка» станом на 01.01.2020 р.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Величини струмів короткого замикання на шинах 110 та 330 кВ ПС 330 кВ «Шепетівка»

Системи шин	I кз (3ф), кА	I кз (1ф), кА
330 кВ	10,31	8,25
110 кВ	8,82	10,32

У 2016 році на ПС 330 кВ «Шепетівка» виконано заміну масляних ТС-330 кВ на елегазові в комірці «3В». Поставка ще 9 трансформаторів струму відбулася у лютому 2018 року. В зв'язку з тим, що проект «Технічне переоснащення ПС 330 кВ «Шепетівка» ВРП-330 кВ з заміною масляних трансформаторів струму 330 кВ на елегазові» втратив актуальність, було ініційовано закупівлю робіт з перепроєктування та виконанням перерахунку кошторисної вартості.

У 2017 році закінчено реконструкцію ВРП-35 кВ із заміною всього обладнання.

В 2017 році розпочато реалізацію проекту «Технічне переоснащення енергетичних об'єктів західного та південно-західного регіонів України. Встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності на ПС 330 кВ «Шепетівка». Необхідно виконати встановлення шунтуючих реакторів 35 кВ з причини підвищеного рівня напруги в мережі 35 кВ підстанції.

У 2019 році розроблено робочу документацію по встановленню пристроїв компенсації реактивної потужності, а саме шунтуючих реакторів SH-235.9/315/200 виробництва «Coil innovation GmbH» (Австрія) та іншого обладнання.

На даний час виконуються роботи по їх встановленню.

Закінчення робіт та введення в експлуатації заплановано на 2020 рік.

Потребують заміни повітряні вимикачі 330, 110 кВ – обладнання фізично та морально застаріле, має значний фізичний знос, відсутні запчастини для проведення ремонтів вимикачів.

Більшість масляних вимірювальних трансформаторів мають термін експлуатації понад 30 років. По результатах аналізів трансформаторного масла значення tgδ масла та концентрації газів у маслі трансформаторів струму 330 кВ мають граничні значення.

На 2020 рік перенесено заміну ТС-330 кВ "1В", "2В", "4В", яка була запланована на 2019 рік.

У 2019 році розроблено проект по заміні 6 одиниць ТН-330, 6 одиниць ТН-110, 39 одиниць ТС-110 кВ та іншого обладнання. У 2020 планується виконання робіт по їх заміні.

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.3.8 табл. 5.4.1.

5.3.1.54 Реконструкція ПС 330 кВ «Чернівецька», за програмою «Підвищення енергоефективності в електропередачі (реконструкція трансформаторних підстанцій) – II, за підтримки KfW»

Існуючий стан підстанції

Підстанція 330 кВ «Чернівецька» введена в експлуатацію в 1970 році та має напруги 330/110/35 кВ. Розташована за адресою: вул. Г. Сковороди, буд. 52, м. Кіцмань, Чернівецька область. Загальна площа підстанції складає 6,55га.

Підстанція підпорядкована Південно-Західній ЕС, яка є структурним підрозділом НЕК "Укренерго". Загальна встановлена потужність підстанції дорівнює 400 МВА, а саме:

- АТ-1 – 330/110/35 (виготовлений в 1974 році);
- АТ-2 – 330/110/35 (виготовлений в 1985 році).



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

В 2016-2017 рр. придбано автотрансформатор, ТВП, КТП-10/0,4кВ, ОПН 330, 110, 35 кВ, трансформатори струму 35 кВ, вимикачі 330, 110, 35 кВ для встановлення в комірці АТ-3 для збільшення потужності підстанції. Через невиконання своїх зобов'язань з реконструкції підстанції, НЕК «Укренерго» розірвано Договір з ТОВ «Січ Енерго». В вересні 2018 року укладено Договір на продовження робіт з ТОВ «Енергорішення».

ВРП 330 кВ виконано за схемою «трансформатори-шини з приєднанням ліній через два вимикачі» (330-15). Проектом на реконструкцію підстанції з встановленням АТ-3 передбачено секціонування ІСШ вимикачем. Вимикач 330 кВ закуплено в 2017 році. Роботи по його встановленню входять в об'єм робіт по встановленню АТ-3.

До ВРП-330 кВ приєднано дві ПЛ 330 кВ:

- Івано Франківськ - Чернівецька;
- Чернівецька - Кам'янець-Подільська.

ВРП 330 кВ зв'язано з ВРП-110 та ВРП-35 кВ підстанції за допомогою автотрансформаторів АТ-1 та АТ-2 потужністю по 200 МВА.

ВРП 110 кВ побудовано за семою «дві робочі системи шин з обхідною» (110-13Н). До ВРП 110 кВ приєднано десять ПЛ-110 кВ. Відповідно до проекту з реконструкції підстанції з встановленням АТ-3 передбачається секціонування робочих систем шин підстанції, роботи входять в об'єм робіт з встановлення АТ-3.

До ВРП 110 кВ приєднано десять ПЛ-110 кВ: ПЛ-110 кВ «Городенка», ПЛ-110 кВ «Гаврилівці», ПЛ-110 кВ «Сторожинець», ПЛ-110 кВ «Арсенал-1», ПЛ-110 кВ «Арсенал-2», ПЛ-110 кВ «Прут-1», ПЛ-110 кВ «Прут-2», ПЛ-110 кВ «Рідківці», ПЛ-110 кВ «Водозабір», ПЛ-110 кВ «Заставна».

ВРП 35 кВ побудований за схемою «одна робоча, секціонована вимикачем, система шин» (35-9). До ВРП 35 кВ приєднано 2 ПЛ 35 кВ. В зв'язку з встановленням АТ-3 на ВРП 35 кВ повинна бути встановлена додаткова комірка 35 кВ «АТ-3». Роботи по будівництву комірки входять в об'єм робіт з встановлення АТ-3.

Електроживлення власних потреб підстанції здійснюється від секцій ВРП 35 кВ через ТВП 400 кВА, та від мережі 10 кВ ПрАТ «Чернівецьобленерго» через ТВП 400 кВА. Проектом реконструкції підстанції з встановленням АТ-3 передбачено заміну ТВП підстанції. Нові трансформатори закуплено в 2017 році. Роботи по їх встановленню входять до об'єму робіт з встановлення АТ-3.

Проблемні питання:

– Обладнання ВРП 330 та 110 кВ, крім декількох одиниць вимірювальних трансформаторів, має термін експлуатації, значно більший, ніж передбачено заводом виробником, фізично зношене, запчастини для ремонтів відсутні. Обладнання потребує заміни.

– Кабельне господарство підстанції характеризується значним ступенем зносу та старіння.

– Комплект обладнання РЗА та ПА, яке замінене (в процесі заміни) або знаходиться в задовільному стані, але потребує модернізації для інтеграції в АСКТП:

- захисти АТ-3 330 кВ;
- захисти АТ-3 110 кВ;
- захисти І СШ 1 секція (2 комплект) та ІСШ 2 секція 330 кВ;
- автоматика СВ 330 кВ;
- захисти І та ІІ СШ 110 кВ;
- сумарний захист шин 110 кВ;
- захисти та автоматика ОВ-110 кВ;
- автоматика вводу 110 кВ АТ-3, ШЗВ-1 110 кВ, СВ-1 та СВ-2 110 кВ;
- пристрої протиаварійної автоматики ПЛ 330 кВ;
- реєстратори аварійних подій;
- система моніторингу АТ-3.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Інше обладнання та пристрої РЗА та ПА, збору та реєстрації даних загалом вже зношене, фізично та морально застаріле, а деяку його частину вже знято з виробництва.

– Система обліку електроенергії в основному модернізована (кола комерційного обліку, лічильники електроенергії, система АСОЕ). Для повного завершення модернізації системи обліку необхідно у колах обліку приєднань 330 кВ встановити ящики затискачів ТС, ТН 330 кВ, замінити вимірювальні ТС, ТН 330 кВ та забезпечити кабельні зв'язки ТС, ТН 330 кВ, у колах обліку приєднань 110 кВ замінити вимірювальні ТС, ТН 110 кВ.

– Система постійного струму фізично застаріла і обладнання практично відпрацювало свій експлуатаційний термін.

Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче.

Кількість обладнання на ПС 330 кВ «Чернівецька», яке вже було замінено в попередні роки, та яке потребує заміни

Обладнання та системи	Загалом	Замінено/в задовільному стані	Потребує заміни
ВРП 330 кВ			
Автотрансформатори 330 кВ	2		2
Вимикачі 330 кВ	4		4
Трансформатори струму 330 кВ	12	7	5
Трансформатори напруги 330 кВ	6	3	3
Розрядники 330 кВ	6		6
Конденсатори зв'язку 330 кВ	6		6
ВЧ-загороджувач	6		6
ВРП 110 кВ			
Вимикачі 110 кВ	14		14
Трансформатори струму 110 кВ	42	6	36
Трансформатори напруги 110 кВ	7	1	6
Роз'єднувачі 110 кВ	56	6	50
Розрядники 110 кВ	12		12
Конденсатори зв'язку 110 кВ	2		2
ВЧ-загороджувач	5		5
ВРП 35 кВ			
Вимикачі 35 кВ	8	8	
Трансформатори струму 35 кВ	24	24	
Трансформатори напруги 35 кВ	6	5	1
Роз'єднувачі 35кВ	14		14
(Розрядники 35) ОПН 35 кВ	18	12	6
Компресори	4	4	
ТВП	3		3
РЗА			
Обладнання РЗА (комплект)	2	1	1
Пристрої логічного блокування (комплект)	1	0	1
Інше обладнання			
Акумуляторні батареї	1	1	



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Обладнання та системи	Загалом	Замінено/в задовільному стані	Потребує заміни
Зарядні пристрої	2	2	
Щит постійного струму	1		1
Щит змінного струму	1		1

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 110 та 330 кВ ПС 330 кВ «Чернівецька» станом на 01.01.2020 р.

Величини струмів короткого замикання на шинах 110 та 330 кВ ПС 330 кВ «Чернівецька»

Системи шин	I кз (3ф), кА	I кз (1ф), кА
330 кВ	6,38	6,03
110 кВ	9,85	11,76

У 2016 році розпочато реалізацію проєкту «ПС 330/110/35 кВ «Чернівецька. Реконструкція (встановлення АТ-3)». Поставка автотрансформатора АТДТН 125000/330/110-У1 виконана відповідно до договору від 24.03.2016 № 02-1/1060-16 між НЕК «Укренерго» та ПАТ «Запоріжтрансформатор». Частково поставлене обладнання та розпочато роботи на ВРП-330-110 кВ. У 2017 році призупинено реалізацію проєкту «ПС 330/110/35 кВ «Чернівецька». Реконструкція (встановлення АТ-3)».

У 2019 році демонтовано обладнання в комірці 35 кВ «Плавка ожеледі».

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.3.9 табл. 5.4.1.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Південна електроенергетична система

5.3.1.55 Будівництво ПЛ 750 кВ Запорізька АЕС - Каховська з підстанцією 750 кВ «Каховська» та заходами ПЛ 330 кВ

Відставання будівництва електромереж не дозволяє остаточно вирішити проблему видачі проектної потужності Запорізької АЕС (6 000 МВт). Наразі обмеження потужності станції через відставання реалізації проектної схеми видачі потужності становить близько 700 МВт. Ця проблема буде вирішена за рахунок будівництва ПЛ 750 кВ Запорізька АЕС – Каховська та ПС 750/330 кВ «Каховська», а також здійснення реконструкції ВРП-750 кВ ЗАЕС. При цьому, буде значно підвищена надійність живлення споживачів південної частини ОЕС України, особливо Херсонської та Миколаївської областей.

Для видачі потужності Запорізької АЕС – 6000 МВт на виконання наказу Міністерства енергетики та теплоенергетики України від 08.12.1989 № 190 ПС в 1990 році розпочато, а в 1998 через відсутність фінансування припинено будівництво ПЛ 750 кВ Запорізька АЕС-Каховська з ПС 750 кВ «Каховська» і заходами ПЛ 330 кВ Новокаховська-Островська, Новокаховська-Херсонська та з перезаведенням ПЛ 220 кВ Новокаховська – Титан на ПС 750 кВ «Каховська». Загальна будівельна готовність об'єкта на той час складала 10 %.

Проект «Повітряна лінія 750 кВ Запорізька АЕС – Каховська з підстанцією 750 кВ «Каховська» та заходами повітряних ліній 330 кВ» пройшов комплексну державну експертизу, отримав позитивний висновок та затверджений розпорядженням Кабінету Міністрів України від 06.04.2011 № 276-р.

Затверджена вартість будівництва – 4 893 240,345 тис.грн.

Основні технічні показники:

Будівництво:

- ПС 750 кВ «Каховська» (2 АТ 750/330 кВ потужністю 3х333 МВА);
- ПЛ 750 кВ Запорізька АЕС - Каховська (протяжність траси – 186,11 км, в тому числі по Запорізькій обл. – 26,598 км);
- дволанцюговий захід ПЛ 330 кВ Новокаховська – Островська (протяжність траси – 27,9 км);
- дволанцюговий захід ПЛ 330 кВ Новокаховська – Херсонська (протяжність траси – 15,9 км);

Реконструкція:

- ПС 330 кВ «Новокаховська» (АТ 330/220/35 кВ потужністю 250 МВА).

Фінансування робіт з будівництва ПЛ 750 кВ Запорізька АЕС – Каховська, ПС 750 кВ «Каховська» та заходів ПЛ 330 кВ (перший та другий пускові комплекси) здійснюється за рахунок коштів кредиту Європейського банку з реконструкції та розвитку, Європейського інвестиційного банку, а роботи з реконструкції ПС 330 кВ «Новокаховська» (третій пусковий комплекс) – за рахунок власних коштів НЕК «Укренерго».

Кредитна угода між Україною та ЄБРР підписана 19.10.2010, ратифікована 06.07.2011. Проектна Угода між НЕК «Укренерго» та ЄБРР підписана 19.10.2010.

За результатами міжнародних конкурсних торгів, проведених відповідно до Принципів і правил із закупівель ЄБРР, 14.08.2013 підписано контракт «Будівництво ПЛ 750 кВ Запорізька АЕС-Каховська» (Пакет 1) між ДП «НЕК «Укренерго» та компанією Instalaciones Inabensa (Іспанія).

За пакетом 2 «Будівництво нової ПС 750 кВ «Каховська» з встановленням першого та другого автотрансформатора» укладений контракт за лотом 1 «Будівництво ПС 750/330 кВ «Каховська» з встановленням першого АТ 1000 МВА» із ЗАТ «Инженерно-строительная компания «Союз-Сети» (Россія), за лотом 2 «Будівництво ПС 750/330 кВ «Каховська» з встановленням другого АТ» з об'єднанням «ABB AG + ТОВ «КЕБК» (Німеччина-Україна).



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

За пакетом 3 – будівництво заходу ПЛ 330 кВ Новокаховська-Острівська та пакетом 4 - будівництво заходу ПЛ 330 кВ Новокаховська-Херсонська укладені контракти з Dalekovod d.d.Zagreb (Хорватія).

Відповідно роботи «української частини» складаються з будівництва третього пускового комплексу, а також робіт по першому пусковому комплексу з виконання демонтажу будівель і споруд на ПС 750 кВ «Каховська», будівництва ПЛ 35 кВ Чорнянка - власні потреби ПС 750 кВ «Каховська», виконання робіт з авторського нагляду.

У 2017 році була відкоригована кошторисна частина проекту, отриманий позитивний експертний звіт ДП «Укрдержбудекспертиза» від 24.11.2017 із загальною кошторисною вартістю 8 568 082,068 тис.грн. (з ПДВ) та розбивкою на шість пускових комплексів.

На даний час відкоригований проєкт на виконання вимог постанови Кабінету Міністрів України від 11.05.2011 №560 із змінами та доповненнями «Про затвердження Порядку затвердження проєктів будівництва і проведення їх експертизи» затверджений наказом Міністерства фінансів України від 05.06.2019 №234 із загальною кошторисною вартістю 7 140 068,39 тис.грн. (без ПДВ) та розбивкою на шість пускових комплексів:

1. ПЛ 750 кВ Запорізька АЕС-Каховська;
2. ПС 750 кВ «Каховська» (будівельні роботи, АТ 750 кВ 1000 МВА);
3. Заходи ПЛ 330 кВ Новокаховська-Острівська (Аквілон) на ПС 750 кВ «Каховська»;
4. ПС 750 кВ «Каховська» (другий АТ 750 кВ 1000 МВА);
5. Заходи ПЛ 330 кВ Новокаховська-Херсонська на ПС 750 кВ «Каховська»;
6. ПС 330 кВ «Новокаховська» (реконструкція).

Але паспортом бюджетної програми на 2019 рік за КПКВК 3501670 «Будівництво ПЛ 750 кВ Запорізька АЕС-Каховська», затвердженим наказом Міністерства фінансів України від 03.06.2019 №232, передбачено фінансування за рахунок кредитних коштів у повному обсязі.

Будівництво об'єкта практично завершено.

Запропонована планова сума по кредитним коштам складається з оплати за поставлене обладнання та виконані роботи.

Запропонована планова сума за рахунок коштів тарифу складається з оплати виконаних робіт підрядником – ТОВ «КЕБК», авторського нагляду, відшкодування збитків користувачам земельних ділянок, заповідяних будівництвом, оплати до страхового фонду документації, виготовлення сертифікатів ДАБІ та ін.

На момент верстання даного Плану розвитку, даний об'єкт знаходиться на завершальній стадії будівництва. Однак об'єкт будівництва відображено в даному Плані розвитку, з метою надання об'єктивної інформації щодо ходу будівництва та необхідності реалізації.

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2011-2020	7 213 307	4.1



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

5.3.1.56 Будівництво ПЛ 330 кВ Новоодеська - Арциз

Технічні характеристики ПС 330 кВ «Арциз»: напруга: 330/110/10 кВ, потужність: 325 МВА.

Номінальна потужність АТ: 1х200, 1х125 МВА.

Максимально допустима потужність підстанції -126,5 МВт

(відповідно до коефіцієнтів, отриманих в результаті дослідження обладнання)

Об'єкт мережі при відключенні якого розраховується: відкл. АТ-1

Електричне навантаження в режимний день максимуму зими: 145 МВт

Резерв дозволеної потужності споживачів -18,5 МВт

Відсутність генеруючих джерел з гарантованою потужністю, за наявності однієї живлячої ПС 330 кВ «Арциз» ПЛ 330 кВ Молдавська ДРЕС – Арциз, спричиняє труднощі із забезпеченням надійного живлення споживачів південно-західної частини Одеської області при проведенні ремонтних робіт основних транзитів 110-400 кВ, які живлять даний регіон.

При аварійному відключенні ПЛ 330 кВ Молдавська ДРЕС – Арциз живлення споживачів енерговузла ПС 330 кВ Арциз відбувається тільки по лініях 110 кВ. Така схема електропостачання є ненадійною, а рівні напруги на прилеглих підстанціях 110 кВ - низькими. Гранична потужність для шин 330 кВ та 110 кВ підстанції має місце при відключенні ПЛ 330 кВ МолдДРЕС – Арциз за фактом перевантаження ПЛ 110 кВ Арциз – Старокозаче, Болград – Вулканешти № 1, 2 та складає 200 МВт. Введення в роботу ПЛ 330 кВ Новоодеська – Арциз вирішує цю проблему. Після включення в роботу ПЛ 330 кВ Новоодеська – Арциз підвищується надійність енерговузла ПС 330 кВ Арциз, а рівні напруги на прилеглих підстанціях 110 кВ зростають на 8-9 кВ.

Для забезпечення необхідного рівня надійності електропостачання та підтримання допустимих рівнів напруги в цьому районі виконуються проєктні розробки щодо будівництва ПЛ 330 кВ Новоодеська – Арциз.

Роботи щодо будівництва ПЛ 330 кВ Новоодеська – Арциз планувалися на виконання Указу Президента України від 27.12.2005 № 1863/2005 Про рішення Ради національної безпеки і оборони України від 9 грудня 2005 року «Про стан енергетичної безпеки України та основні заходи державної політики у сфері її забезпечення»; постанови Кабінету Міністрів України від 31.03.2004 № 428 «Про затвердження Програми комплексного розвитку Українського Придунав'я на 2004-2010 рр.» із змінами, внесеними постановою Кабінету Міністрів України від 25.06.2008 № 580, Плану заходів на 2006-2010 роки щодо реалізації Енергетичної стратегії України на період до 2030 року, затвердженого розпорядженням Кабінету Міністрів України від 27.07.2006 № 436-р. та пункту 8 витягу з протоколу № 7 Кабінету Міністрів України від 28.01.2013 року.

На будівництво зазначеної ПЛ було покладено два основних завдання:

1. Уникнення енергетичної залежності від Республіки Молдова та Росії в зв'язку з тим, що з радянських часів постачання електроенергії Придунав'ю виконується з території Молдови від Молдавська ДРЕС, яка стала власністю «Интер РАО ЕЭС»;
2. Будівництво даної ПЛ забезпечить електроенергією від Об'єднаної енергосистеми України 9 адміністративних районів Південно-західної частини Одеської області з загальною площею 6,6 тис. кв. кілометрів та населенням майже 700 тис. чол.

Напрямок для передачі електричної енергії на ПС 330 кВ «Арциз», на якій вже проведені усі роботи з її прийому та передачі споживачам електроенергії з ПС 330 кВ «Новоодеська», є перетин Дністровського лиману або заплави р. Дністер.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Проходження ЛЕП через заповідне урочище «Дністровські плавні» у випадку скасування статусу урочища можливе шляхом виділення господарської зони з боку Нижньодністровського НПП для будівництва та обслуговування ЛЕП 330 кВ Новоодеська-Арциз. Вирішення питання виділення господарської зони можливе після прийняття рішення Науково-технічною радою Нижньодністровського НПП при наданні НЕК «Укренерго» техніко-економічного обґрунтування, технічних характеристик та особливостей будівництва остаточно обраного варіанту ЛЕП, обґрунтування впливу будівництва на екологічну безпеку, а також гарантування проведення компенсаційних заходів та заходів із захисту навколишнього середовища. Вирішено розробити ТЕО будівництва ЛЕП 330 кВ Новоодеська-Арциз з використанням існуючих передпроектних та проектних матеріалів.

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2016-2023	1 526 666	4.2

5.3.1.57 Реконструкція ПС 220/35/10 кВ «Березань»

ПС 220 кВ «Березань» (1982 р.), загальна потужність трансформаторів – 25 МВА, у т.ч.: 1Т – ТДТН-25000/220/35/10. Устаткування у задовільному стані. Необхідна заміна одного відокремлювача 220 кВ на вимикач.

Підстанція приєднана до мережі 220 кВ відпайкою від ПЛ 220 кВ Трихати – Доброславська – Центроліт. На етапі до завершення повної реконструкції ПС 220 кВ «Березань», яка передбачає приєднання підстанції за схемою «вхід – вихід», виконання РП 220 кВ за схемою «місток», встановлення двох трансформаторів потужністю 63 МВА, приєднання нових джерел живлення до шин 10 кВ та 35 кВ є неможливим. Гранична потужність для шин 220 кВ підстанції складає 60 МВт, що визначається режимом з відключенням АТ 220/150 кВ ПС 330 кВ «Трихати» за фактом перевантаження АТ 220/110 кВ на ПС 220 кВ «Доброславська» та «Центроліт».

Розробка вказаного проєкту передбачена з метою реалізації заходів для підвищення надійності роботи повітряних ліній електропередачі Південного регіону та ОЕС України, поліпшення передачі електричної енергії від сонячних та вітрових електростанцій Південного регіону. Проєкт передбачає встановлення Т-2 220/35/10 кВ потужністю 63 МВА та реконструкцію РП 220/35/10 кВ.

Другий етап реконструкції включає в себе заміну 1Т - 25 МВА на 1АТ 220/35/10 кВ - 63 МВА та спорудження заходів 220 кВ - 9,77 км від ПЛ 220 кВ Трихати – Доброславська.

У 2018 році виконано обстеження ПЛ, інженерно-геодезичні вишукування, інженерно-геологічні вишукування, технологічну частину.

Джерелом фінансування є плата за приєднання до електромереж генеруючих потужностей СЕС ТОВ «Восход Солар» та власні кошти НЕК «Укренерго».



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2020-2021	175 000	4.3

5.3.1.58 Будівництво заходів ПЛ 330 кВ Криворізька ТЕС - Трихати на ПС 330кВ «Миколаївська» з заміною двох АТ та реконструкцією РП 330 кВ ПС 330 кВ «Миколаївська»

Підстанція 330/150/35/10 кВ «Миколаївська» була введена в експлуатацію в 1977 р.

Загальна встановлена потужність АТ дорівнює 500 МВА, а саме: АТ1,2 потужністю 250 МВА кожен.

Поточне навантаження підстанції становить 30-40% від встановленої потужності.

ВРП 330 кВ побудовано за схемою "трансформатор - шини" з підключенням ПЛ через два вимикачі (схема 330-10) з двома АТ та двома заходами ліній:

- Миколаївська - Трихати;

- Миколаївська - Херсонська.

Мережа 330 кВ сформована у вигляді транзитів: ЮУАЕС – Трихати – Аджалик – Усатове – Новоодеська, вузьким місцем енергосистеми є ПЛ 330 кВ Трихати – Миколаївська – Херсонська – Каховська, оскільки між двома вузловими ПС 330 кВ приєднано дві ПС 330 кВ "Миколаївська" та "Херсонська".

Для підвищення надійності електропостачання споживачів Херсонської та Миколаївської областей, які наразі живляться від транзиту 330 кВ Трихати – Миколаївська – Херсонська – Каховська необхідно будівництво додаткових зв'язків підстанцій регіону з джерелами живлення. Оптимальним варіантом є будівництво заходів ПЛ 330 кВ Криворізька ТЕС – Трихати на ПС 330 кВ «Миколаївська».

ВРП 330 кВ буде розширено на дві комірки, але це не потребує зміни його схеми. Довжина заходів ПЛ 330 кВ Криворізька ТЕС – Трихати на ПС 330 кВ «Миколаївська» близько 10 км.

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2020-2022	101 205	4.4

5.3.1.59 Реконструкція ПС 220 кВ «Центроліт» з переведенням на номінальну напругу 330 кВ

Підстанція введена в експлуатацію в 1970 році.

РП 220 кВ ПС 220 кВ "Центроліт" виконаний за ненормативною схемою (лінія приєднана до АТ через роз'єднувач). Необхідне приведення схеми до нормативної. На підстанції встановлено один АТ потужністю 63 МВА. До РП 220 кВ приєднано лише одну ПЛ 220 кВ Центроліт – Доброславська.

РП 110 кВ ПС 220 кВ "Центроліт" виконаний за схемою "одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин" (110-6). До РП приєднано 10 ПЛ 110 кВ (критична кількість 6). Необхідне



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

переведення схеми до типу до типу "дві робочі і обхідна система шин" (110-7). Максимально допустима потужність підстанції - 57,96 МВт.

Проблемні питання

Устаткування у задовільному стані, однак на обох ДГК відсутні блоки автоматичного регулювання. Виконано коригування проекту: «Технічне переоснащення в межах проекту «Реконструкція компенсації ємнісних струмів замикання на землю в мережі 10 кВ ПС 220 кВ «Центроліт».

Потрібно замінити відокремлювач ОД-220, 1978 р. на вимикач та закінчити заміну порцелянової підвісної ізоляції на скляну на ВРП-220 кВ. Необхідно продовжити заміну опорно-стрижньових ізоляторів типу ІОС, які відпрацювали встановлений термін експлуатації.

Системоутворююча мережа 220 кВ сформована у вигляді одного транзиту Трихати – Березань – Доброславська – Центроліт.

При ремонтно-аварійному відключенні відключенні 2-х АТ на ПС 330 кВ Усатове завантаження АТ, який залишається в роботі на ПС 330 кВ Усатове, складає 224 МВт, що становить 112 % від номінальної потужності АТ. ПЛ 110 кВ Аджалик - Центроліт при цьому завантажується на 203 МВт, що складає 150 % від тривало допустимого навантаження лінії. Реконструкція ПС 220 кВ «Центроліт» з переведенням на номінальну напругу 330 кВ дозволяє знизити навантаження ПЛ 110 кВ Аджалик - Центроліт до 117 МВт і завантаження АТ на ПС 330 кВ Усатове до 189 МВт, що не перевищує номінальних значень.

Проектом передбачається переведення на напругу 330 кВ діючої ПС 220 кВ «Центроліт» шляхом будівництва РП 330 кВ, заходів ПЛ 330 кВ Аджалик – Усатове № 1 та встановлення двох автотрансформаторів 330/110 кВ потужністю 200 МВА для покриття зростаючого навантаження міста Одеса в умовах фактичної відсутності власних джерел енергії гарантованої потужності. Обсяги будівництва: АТ 330/110 кВ (2 x 200) МВА, ПЛ 330 кВ-2 км.

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2017-2027	1 390 742	4.5

5.3.1.60 Реконструкція ПС 330 кВ «Аджалик» із заміною автотрансформаторів

В день зимового режимного заміру (17-00 19.12.2018. 2019 являвся не характерним по споживанню електроенергії) за нормальної схеми, завантаження АТ1,2 потужністю по 125 МВА кожен на ПС 330 кВ «Аджалик» складало 186 МВА (75 %). Для покриття зростаючого навантаження споживачів передбачається заміна двох АТ 330/110 кВ потужністю 125 МВА кожен на два АТ потужністю 200 МВА на ПС 330 кВ «Аджалик» з реконструкцією РП 110 кВ та переходом до схеми 110-8. Завершення реалізації проекту передбачено в 2023 році.

Згідно листа до НЕК «Укренерго», АТ «Одесаобленерго» вважає необхідним пришвидшити реалізацію проекту (2021 рік) заміни двох АТ 330/110 кВ потужністю 125 МВА кожен на два АТ потужністю 200 МВА на ПС 330 кВ «Аджалик» з реконструкцією РП 110 кВ та переходом до схеми 110-8. Обґрунтуванням пришвидшення реалізації проекту служить наступне: до АТ «Одесаобленерго» станом на 01.12.2019 надіслана значна кількість звернень щодо приєднання споживачів в районі ПС



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

330 кВ «Аджалик». Основна частина споживачів це припортова зона порту Южний, яка останні роки бурхливими темпами розвивається. Мінімальна сумарна потреба в приєднанні споживачів за зверненнями становить 108 МВт. Однак, зважаючи на забудову припортової зони ця величина може значно збільшитись.

При цьому, вже в 2018 році не виконувався критерій «№-1» в частині відключення одного АТ, при цьому відбувається перевантаження іншого.

Враховуючи зазначене, навіть при низькій реалізації технічних умов на приєднання нових споживачів електроенергії, у наслідок природного збільшення споживання електроенергії існуючими споживачами, реалізація проекту буде необхідна до 2023 року.

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2017-2023	279 066	4.6

5.3.1.61 Будівництво ПС 750 кВ «Приморська» із заходами ПЛ 750-330 кВ

Істотна динаміка зростання споживання Одеського енерговузла, значне завантаження елементів перетину ОЕС України – Одеса, Молдова, а також нестабільна робота Молдавської ДРЕС обумовили необхідність спорудження в зазначеному регіоні нового опорного джерела живлення, а саме ПС 750/330 кВ «Приморська» з прив'язкою її до існуючих мереж 330-750 кВ, в складі заходів ПЛ 750 кВ Южно-Українська АЕС – Ісакча, ПЛ 330 кВ Подільська – МолдДРЕС, Усатове – МолдДРЕС, Аджалик – Усатове № 2. Також передбачається будівництво ПЛ Приморська – Арциз на основі ПЛ 330 кВ МолдДРЕС – Арциз, яка буде цілком проходити по території України.

При ремонтно-аварійному відключенні ПЛ 330 кВ Центроліт – Усатове та ПЛ 110 кВ Центроліт - Усатове живлення ПС 330 кВ Усатове та споживачів Одеського енерговузла здійснюється по ПЛ 330 кВ Приморська - Усатове № 1 і 2. Навантаження по лініях складають 247 і 221 МВт відповідно, що становить близько 50 % від тривало допустимого навантаження ліній.

Обсяги будівництва: АТ 750/330 кВ 2х(3х333) МВА; ПЛ 750 кВ - 150 км; ПЛ 330 кВ - 2х50, 2х20, 2х50, 80 км.

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2021-2026	10 120 500	4.7

5.3.1.62 Будівництво ПЛ 750 кВ Приморська - Каховська

Будівництво ПЛ 750 кВ Приморська – Каховська забезпечить взаємне резервування між ПС 750 кВ «Приморська» і ПС 750 кВ «Каховська». Орієнтовна довжина ПЛ 750 кВ - 275 км.

При ремонтно-аварійному відключенні ПЛ 750 кВ ЮУАЕС – Приморська та ПЛ 330 кВ Тилігульська ВЕС – Аджалик живлення споживачів ПС Приморська та Одеського енерговузла здійснюється по ПЛ 750 кВ Приморська - Каховська, завантаження якої складає 1208 МВт, тобто 60 % від тривало допустимого навантаження лінії.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2023-2029	4 000 000	4.8

5.3.1.63 Встановлення статичних компенсаторів на пристанційному вузлі СЕС (ПС 110 кВ "Сонячна-Кілія", ПС 110 кВ "Сонячна -Кілія")

Відсутність генеруючих джерел, за наявності однієї живлячої ПС 330 кВ «Арциз» ПЛ 330 кВ Молдавська ДРЕС – Арциз, спричиняє труднощі із забезпеченням надійного живлення споживачів південно-західної частини Одеської області при проведенні ремонтних робіт основних транзитів 110-400 кВ, які живлять даний регіон. Для забезпечення необхідного рівня надійності енергопостачання та підтримання допустимих рівнів напруги в цьому районі виконуються проектні розробки щодо будівництва ПЛ 330 кВ Новоодеська – Арциз, а також планується встановлення статичних компенсаторів на ПС 110 кВ «Сонячна-Рені» $Q_{вст}=2 \times 6=12$ МВАр та ПС 110 кВ «Сонячна-Кілія» $Q_{вст}=2 \times 8=16$ МВАр.

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2020-2021	127 554	4.9, 4.10

5.3.1.64 Реконструкція ПС 330 кВ «Трихати», за програмою «Модернізація мережі передачі Укренерго, за підтримки ЄБРР»

Існуючий стан підстанції

Підстанція 330/150/35/10 кВ «Трихати» введена в експлуатацію в 1963 р.

Розташована на вул. Промисловій в селищі Трихати, Миколаївського району, Миколаївської області. Загальна площа підстанції складає 11 га.

Підстанція підпорядкована Південній ЕС, яка є структурним підрозділом НЕК "Укренерго".

Загальна встановлена потужність АТ дорівнює 800 МВА, а саме:

- АТ1 потужністю 250 МВА, типу АТДЦТН-250000/330/154/38,5 (виготовлений в 1988 р., капремонт зроблено у 2017 р.);
- АТ2 потужністю 250 МВА, типу АТДЦТН-250000/330/150/35 (виготовлений в 1989 р., капремонт зроблено у 2012 р.);
- АТ-3, 3 x 100 МВА, типу АОДТГ-3x100000/220/150/35 (виготовлений в 1961 р., капремонт зроблено у 2002 р.).

Крім того, є два силові трансформатори:

- 21Т, потужністю 4 МВА, 35/10 кВ (виготовлений в 1992 р.);
- 22Т, потужністю 3,2 МВА, 35/10 кВ (виготовлений в 1963 р.).

Поточне максимальне навантаження АТ становить менше половини встановленої потужності.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

ВРП 330 кВ побудовано за схемою "трансформатор - шини" з підключенням ПЛ через два вимикачі (схема 330-10).

До ВРП 330 кВ приєднані заходи 4 ПЛ 330 кВ, а саме:

- Трихати - Аджалик;
- Трихати - Миколаївська;
- Трихати - Южно-Українська АЕС;
- Трихати - Криворізька ТЕС.

ВРП 220 кВ складається з одного АТ та однієї ПЛ на ПС Доброславська та має зв'язок з АТ-3 через вимикач.

ВРП 150 кВ побудовано за схемою "дві робочі системи шин з обхідною" (схема 150-7). Загальна кількість заходів ліній на ВРП - 7, комірок - 15.

Існуюча схема ВРП 150 кВ є рекомендованою для поточної кількості заходів ПЛ та класу напруги і відповідає вимогам діючих технічних норм і стандартів України.

Живлення власних потреб підстанції забезпечується двома ТВП з шин 10 кВ.

Деякі споживачі також підключені до шин 35 та 10 кВ.

Проблемні питання

В цілому, незважаючи на великий термін експлуатації підстанції, основне обладнання знаходиться в задовільному технічному стані.

Більша частина обладнання, що експлуатується, як і запасні частини до нього, на даний час виробниками вже не виготовляється. Слабкою ланкою в експлуатації є повітряні та масляні вимикачі, роз'єднувачі і трансформатори струму.

Силове обладнання та пристрої РЗА, збору та реєстрації даних загалом вже зношене, фізично та морально застаріле, а більшу його частину вже знято з виробництва.

Опорна ізоляція та обертові колонки роз'єднувачів мають ознаки пошкоджень. Мали місце випадки розшарування ізоляції та появи дефектів опорної ізоляції та деяких елементів розрядників. Пошук та комплектація запасних частин та компонентів до роз'єднувачів усіх класів напруги під час проведення ремонту дуже ускладнені, тому що виробництво цих типів обладнання припинено. Роз'єднувачі мають тільки ручне управління.

Фарфорова ізоляція (опорні та підвісні ізолятори) фізично зношена та потребує заміни.

Експлуатаційні параметри гумових ущільнень ТС та ТН також погіршуються, що призводить до протікання оливи та погіршення її параметрів.

Трансформатори струму для систем виміру і обліку електроенергії використовуються класу точності 0,5, на ОВ – 0,5S, на приєднаннях «Цемзавод 1» та «Цемзавод 2» - 0,2S. Трансформатори напруги використовуються класу точності на приєднаннях 150-220 кВ – 0,2, на інших – 0,5.

Системи збору даних, вимірювань та обліку електроенергії були частково модернізовані. На підстанції немає повномасштабної системи управління.

Потребує заміни одна АБ з підзарядними пристроями, яка практично віпрацювала свій експлуатаційний термін, з реконструкцією щита постійного струму.

Кабельне господарство підстанції характеризується значним ступенем зносу та старіння, включно з опорними конструкціями, які несуть кабелі (кабельні лотки та канали, бетонні плити покриття), а також незадовільним станом значної частини самих кабелів через значний термін експлуатації.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Бетонні стійки та опори під обладнання, а також портали ПЛ знаходяться в поганому технічному стані та потребують заміни на нові металеві конструкції. Внутрішньо майданчикові дороги сильно пошкоджені. Зовнішня огорожа підстанції потребує заміни.

Встановлені силові трансформатори відпрацювали більше 30 років, не мають системи моніторингу та діагностики, та потребують заміни.

На підстанції є дизель-генератор, але через брак запчастин він знаходиться в неробочому стані.

Обладнання ВРП-35 та КРП-10 яке відпрацювало свій ресурс потребує заміни. Потребує вирішення питання відокремлення, згідно нормативної документації (п.12.6 СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014; п.13.6.4 ГКД 34.20.507-2003; п.4.2.225 ПУЕ; р.5 , п.6.2.11 СОУ НЕК 20.261:2017), та переведення живлення споживачів 10-35кВ від підстанції 330 кВ на суміжні об'єкти розподільчих мереж ОСР.

В таблиці нижче показана кількість силового обладнання, яке вже було замінено та яке потребує заміни.

Кількість обладнання на ПС 330 кВ «Трихати», яке вже було замінено та яке потребує заміни

Обладнання та системи	Загалом	Замінене/ в процесі заміни / в задов. стані	Потребує заміни
ВРП 330 кВ			
Автотрансформатори	2	0	2
Вимикачі	8	8	0
Роз'єднувачі	20	0	20
Трансформатори напруги	18	3	15
Трансформатори струму	24	9	15
Розрядники/ОПН	6	6	0
Загороджувачі	15	4	11
Конденсатори зв'язку	15	4	11
ВРП 220 кВ			
Автотрансформатори	1	0	1
Вимикачі	1	1	0
Роз'єднувачі	2	2	0?
Трансформатори напруги	3	3	0
Трансформатори струму	6	3	3
Розрядники/ОПН	3	3	0
Загороджувачі	3	3	0
Конденсатори зв'язку	3	3	0
ВРП 150 кВ			
Вимикачі	12	1	11
Роз'єднувачі	50	9	50
Трансформатори напруги	6	6	0
Трансформатори струму	39	15	39
Розрядники/ОПН	15	15	0
Загороджувачі	17	0	17
Конденсатори зв'язку	14	3	11
ВРП 35 кВ			



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Обладнання та системи	Загалом	Замінене/ в процесі заміни / в задов. стані	Потребує заміни
Трансформатори	2	0	2
Вимикачі	12	0	12
Роз'єднувачі	30	0	30
Трансформатори напруги	12	0	12
Трансформатори струму	27	9	18
Розрядники/ОПН	26	24	2
ТВП	1	0	1
КРП 10 кВ			
ТВП	2	0	2
Вимикачі	9	0	9
Роз'єднувачі	20	0	20
Трансформатори напруги	2	0	2
Трансформатори струму	18	0	18
Розрядники /ОПН	33	0	33
Обладнання РЗА, комплект	1	0	1
Обладнання САП, комплект	1	0	1
Охоронне відеоспостереження, комплект	1		1
Пристрої логічного блокування	23	0	23
Акумуляторні батареї, комплект	2	1	1
Зарядні пристрої	3	2	2
Щити постійного струму	1	1	0
Щити змінного струму	1	0	1

Виконано роботи з експертного обстеження та технічного опосвідчення 8 повітрязбірників (робочий тиск 40 кгс/см², місткість 5 м³).

Необхідна заміна шести вимикачів 35 кВ (п'яти 1963р. і один 1965р.)

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.2.10 табл. 5.4.1.

5.3.1.65 Реконструкція ПС 330 кВ «Миколаївська», за програмою «Модернізація мережі передачі Укренерго, за підтримки ЄБРР»

Існуючий стан підстанції

Підстанція 330/150/35/10 кВ «Миколаївська» була введена в експлуатацію в 1977 р.

Розташована за адресою вул. Перемоги 10, селище Михайло-Ларине, Миколаївського району Миколаївської області. Загальна площа підстанції складає 7,1 га.

Підстанція підпорядкована Південній ЕС, яка є структурним підрозділом НЕК "Укренерго".

Загальна встановлена потужність АТ дорівнює 500 МВА, а саме:



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

- АТ1 потужністю 250 МВА, типу АТДЦТ-250000/330/150/35 (виготовлений в 1977 р., пройшов три капремнти, останній в 2002 р.);

- АТ2 потужністю 250 МВА, типу АТДЦТ-250000/330/150/35 (виготовлений в 1982 р.).

Поточне навантаження підстанції становить 30-40% від встановленої потужності.

ВРП 330 кВ побудовано за схемою "трансформатор - шини" з підключенням ПЛ через два вимикачі (схема 330-10) з двома АТ та двома заходами ліній:

- Миколаївська - Трихати;

- Миколаївська - Херсонська.

З метою покращення надійності електропостачання в регіоні планується побудувати захід ПЛ 330 кВ Криворізька ТЕС - Трихати на ПС Миколаївська. Таким чином, ВРП 330 кВ буде розширено на дві комірки, але це не потребує зміни його схеми.

ВРП 150 кВ побудовано за схемою "одна робоча секціонована система шин з обхідною" (схема 150-6). До ВРП 150 кВ приєднані 7 ПЛ.

Планується розширення ВРП 150 кВ за рахунок трьох комірок для приєднання об'єктів "Укрзалізниці". Живлення власних потреб підстанції забезпечується двома ТВП потужністю 630 кВА та 400 кВА з шин 35 кВ, та одним резервним ТСН потужністю 630 кВА, що живиться із зовнішнього джерела - ПС Пересадівка.

Проблемні питання

В цілому, незважаючи на великий термін експлуатації підстанції, основне обладнання знаходиться в задовільному технічному стані. Більшість основного обладнання виготовлене в 70-ті роки минулого сторіччя, зношене та потребує заміни.

Більша частина обладнання, що експлуатується, як і запасні частини до нього, на даний час виробниками вже не виготовляється. Слабкою ланкою в експлуатації є повітряні та масляні вимикачі, роз'єднувачі і трансформатори струму.

Силове обладнання та пристрої РЗА, збору та реєстрації даних загалом вже зношене, фізично та морально застаріле, а більшу його частину вже знято з виробництва.

Опорна ізоляція та обертові колонки роз'єднувачів мають ознаки пошкоджень. Мали місце випадки розшарування ізоляції та появи дефектів опорної ізоляції та деяких елементів розрядників. Пошук та комплектація запасних частин та компонентів до роз'єднувачів усіх класів напруги під час проведення ремонту дуже ускладнені, тому що виробництво цих типів обладнання припинено. Роз'єднувачі мають тільки ручне управління.

Фарфорова ізоляція (опорні та підвісні ізолятори) фізично зношена та потребує заміни.

Експлуатаційні параметри гумових ущільнень ТС та ТН також погіршуються, що призводить до протікання оливи та погіршення її параметрів.

Трансформатори струму та напруги для систем виміру і обліку електроенергії використовуються класу точності 0,5. На ОВ встановлено прохідний трансформатор струму, що не відповідає вимогам нормативної документації.

Системи збору даних, вимірювань та обліку електроенергії були частково модернізовані. На підстанції немає повномасштабної системи управління.

Система постійного струму фізично застаріла і обладнання практично відпрацювало свій експлуатаційний термін, необхідна заміна щита постійного струму. За діючими нормами потрібне встановлення другої АБ з підзарядними пристроями.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Кабельне господарство підстанції характеризується значним ступенем зносу та старіння, включно з опорними конструкціями, які несуть кабелі (кабельні лотки та канали, бетонні плити покриття), а також незадовільним станом значної частини самих кабелів через значний термін експлуатації.

Бетонні стійки та опори під обладнання, а також портали ПЛ знаходяться в поганому технічному стані та потребують заміни на нові металеві конструкції. Внутрішньо майданчикові дороги сильно пошкоджені. Зовнішня огорожа підстанції потребує заміни.

Будівля ЗПУ стара та має ознаки руйнування. Головний щит управління виготовлений в 1977 р. та експлуатується від самого введення ПС. В будівлі недостатньо місця для встановлення нових панелей РЗА. Будівля не обладнана системою кондиціонування повітря.

Системи водопостачання та освітлення території потребують реконструкції.

На ПС не прокладено ліній ВОЛЗ.

Встановлені трансформатори відпрацювали більше 37 років, не мають системи моніторингу та діагностики, та потребують заміни.

Обладнання ВРП 35 та РП 10 кВ яке відпрацювало свій ресурс потребує заміни.

В таблиці нижче показана кількість силового обладнання, яке вже було замінено та яке потребує заміни.

Кількість обладнання на ПС 330 кВ «Миколаївська», яке вже було замінено та яке потребує заміни

Обладнання та системи	Загалом	Замінено/в процесі заміни / в задов. стані	Потребує заміни
ВРП 330 кВ			
Автотрансформатори	2	0	2
Вимикачі	4	0	4
Роз'єднувачі	12	0	12
Трансформатори напруги	6	0	6
Трансформатори струму	12	6	6
Розрядники /ОПН	6	3	3
Загороджувачі	8	2	6
Конденсатори зв'язку	8	1	7
ВРП 150 кВ			
Вимикачі	11	0	11
Роз'єднувачі	34	0	34
Трансформатори напруги	6	0	7
Трансформатори струму	33	0	33
Розрядники /ОПН	12	3	9
Загороджувачі	14	1	13
Конденсатори зв'язку	13	1	12
ВРП 35 кВ			
Трансформатори вольтододаткові	2	0	2
ТВП	2	0	2
Вимикачі	2	0	2
Роз'єднувачі	10	0	10
Трансформатори напруги	6	0	6



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Обладнання та системи	Загалом	Замінене/ в процесі заміни / в задов. стані	Потребує заміни
Розрядники /ОПН	6	3	3
ВРП 10 кВ			
ТВП	1	0	1
Вимикач	1	0	1
Роз'єднувач	1	0	1
Обладнання РЗА та ПА, комплект	1	0	1
Обладнання САП, комплект	1	0	1
Охоронне відеоспостереження, комплект	1		1
Пристрої логічного блокування	16	0	16
Акумуляторні батареї, комплект	1	1	1
Зарядні пристрої	2	2	2
Щит постійного струму, комплект	1	0	2
Щит змінного струму, комплект	1	0	1

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.2.11 табл. 5.4.1.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Дніпровська електроенергетична система

5.3.1.66 Будівництво ПЛ 330 кВ Курахівська ТЕС – Білицька

Електропостачання Білицького енерговузла здійснюється двома ПЛ 330 кВ Центральна – Білицька та Павлоградська – Білицька. Відключення однієї ПЛ 330 кВ не порушує умов електропостачання споживачів Білицького енерговузла, проте при відключенні двох ПЛ 330 кВ має місце суттєве перевантаження зв'язків 110 кВ між Курахівською ТЕС та ПС 330 кВ «Білицька», що обмежує можливість завантаження ліній 330 кВ в повному обсязі в ремонтних схемах. Враховуючи, що споживачі Білицького енерговузла переважно є високо категорійними, вирішення питання надійного електропостачання даного енерговузла є важливим.

Курахівська ТЕС приєднана до електричних мереж ОЕС України трьома лініями 330 кВ: двоколові ПЛ 330 кВ КуТЕС – Запорізька 750 № 1, 2 та КуТЕС – Чайкіне № 1, 2 та одноколова ПЛ 330 кВ КуТЕС – Іванівка. Зазначеними лініями електростанція з'єднувалась з потужними об'єктами системи передачі: ПС 750 кВ «Запорізька» та «Південнодонбаська», а також із Старобешівською та Зуївською ТЕС.

По мережі 110 кВ Курахівська ТЕС з'єднується з ПС 330 кВ «Білицька», «Центральна», «Іванівка» та ПС 220 кВ «Смолянка» і «ХБК».

Зв'язок між шинами 330 кВ та 110 кВ здійснюється через два АТ 330/110 кВ потужністю 125 МВА кожен, які з'єднані в блок (мають спільну точку приєднання до шин 330 кВ та 110 кВ). Це обумовлює знижену надійність електропостачання споживачів, як тих що безпосередньо приєднанні до шин 110 кВ Курахівської ТЕС, так і Білицького енерговузла в цілому.

Наразі внаслідок військових дій Курахівська ТЕС втратила частину ліній видачі потужності – двоколову ПЛ 330 кВ КуТЕС – Чайкіне та лінії 110 кВ в напрямку ПС 330 кВ «Центральна» та ПС 220 кВ «Смолянка» і «ХБК». Внаслідок цього мають місце наступні зміни в умовах видачі потужності Курахівської ТЕС:

- втрата частини мережі обумовила зміни в умовах електропостачання ПС 330 кВ «Білицька», що спричиняє перевантаження зв'язків 110 кВ між ПС 330 кВ «Білицька» та Курахівською ТЕС. Розмикання зазначених зв'язків обмежує генерацію блоків № 3 та № 4 сумарно на величину до 100 МВт;

- при ремонтно-аварійному відключенні двох ліній 330 кВ, що залишаються в роботі, відключаються енергоблоки Курахівської ТЕС, що приєднанні до шин 330 кВ (№5, 6, 7, 8, 9).

Проблема також загострена тим, що дві інші великі електростанції Донбаського регіону (Вуглегірська ТЕС та Луганська ТЕС) втратили основні зв'язки та райони видачі потужності. Так, Вуглегірська ТЕС наразі передає свою основну потужність трьома лініями на шини 330 кВ ПС 750 кВ «Донбаська». Далі потужність передається по ПЛ 330 кВ Донбаська – Слов'янська ТЕС та на шини 750 кВ і далі через ПЛ 500 кВ Донбаська – Донська. В зазначеній схемі при відключенні ПЛ 330 кВ Донбаська – Донська відбувається незначне довантаження ПЛ 500 кВ Донбаська – Донська та перетікання надлишків в мережу 750 кВ. Це в свою чергу спричиняє додаткове завантаження АТ зв'язків 750/330 кВ ПС 750 кВ «Південнодонбаська» та «Запорізька». Завантаження ПС «Південнодонбаська» обумовлює зменшення завантаження ПЛ 330 кВ КуТЕС – Іванівка та збільшення завантаження ПЛ 330 кВ КуТЕС – Запорізька № 1, 2, що разом зі збільшенням завантаження ПС «Запорізька» обумовлює перевантаження ПЛ 330 кВ Запорізька750 – Дніпровська330.

При ремонтно-аварійному відключенні ПЛ 330 кВ Курахівська ТЕС – Запорізька № 1, 2 завантаження ПЛ 330 кВ Запорізька 750 кВ - Дніпровська складає 676 МВт, завантаження ПЛ 330 кВ Курахівська ТЕС -



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Іванівка - 806 МВт, що становить 146 % і 144 % відповідно від тривало допустимого навантаження ліній. Введення в роботу ПЛ 330 кВ Курахівська ТЕС – Білицька розвантажує ПЛ 330 кВ Курахівська ТЕС - Іванівка до 286 МВт та ПЛ 330 кВ Запорізька 750 кВ - Дніпровська до 604 МВт, що становить 52 % та 130 % відповідно від тривало допустимого навантаження ліній.

Відповідно, будівництво ПЛ 330 кВ Курахівська ТЕС – Білицька забезпечить вирішення наступних проблем:

- забезпечення надійного електропостачання споживачів Білицького енерговузла;
- зняття обмеження на видачу потужності Вуглегірської ТЕС та Курахівської ТЕС в ремонтних схемах мережі 330 кВ.

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2018-2022	825 000	5.1

5.3.1.67 Реконструкція відкритих розподільчих пристроїв 750 кВ, 330 кВ, 110 кВ, 35 кВ ПС 750 кВ «Дніпровська» зі встановленням АТ-3

Недостатня автотрансформаторна потужність на ПС 750 кВ «Дніпровська» в умовах зниженої генерації ТЕС та введення нових споживачів в прилеглому енергорайоні ускладнила можливість виводу в ремонт одного із АТ через перевантаження АТ, який залишиться в роботі. Необхідно збільшення автотрансформаторної потужності шляхом встановлення третього АТ 750/330 кВ.

Для покриття зростаючого споживання в зоні Дніпровської ЕС передбачається встановлення на ПС 750 кВ «Дніпровська» третього автотрансформатора 750/330 кВ потужністю 1000 МВА. При цьому, в умовах відділення ОЕС України від паралельної роботи з ЕС РФ, збільшаться перетоки потужностей від Дніпровської ЕС до Північної ЕС та відбудеться «заміщення» трансформаторних потужностей АТ 750/330 на ПС «Північноукраїнська» трансформаторними потужностями АТ 750/330 кВ на ПС «Дніпровська».

В 2020 році планується ввести в експлуатацію реактор шунтуючий РШ-Зап ф. «А», «В», «С» типу РОМ-110000/750 та автотрансформатор АТ1 (ф. «В», «С») типу АОДЦТН-333000/750/330-У1 та ТПР1 (ф. «В», «С») типу ОДТНП-92000/110-У1.

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2019-2022	1 501 318	5.2



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

5.3.1.68 Реконструкція відкритих розподільчих пристроїв 750 кВ, 330 кВ, 110 кВ, 35 кВ ПС 750 кВ «Запорізька» зі встановленням АТ-3

Недостатня автотрансформаторна потужність на ПС 750 кВ «Запорізька» в умовах зниженої генерації ТЕС та введення нових споживачів в прилеглому енергорайоні ускладнила можливість виводу в ремонт одного із АТ через перевантаження АТ, який залишиться в роботі. Необхідно збільшення автотрансформаторної потужності шляхом встановлення третього АТ 750/330 кВ.

Для покриття зростаючого споживання в зоні Дніпровської ЕС передбачається встановлення на ПС 750 кВ «Запорізька» третього автотрансформатору 750/330 кВ потужністю 1000 МВА.

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2019-2022	1 553 063	5.3

5.3.1.69 Реконструкція ПЛ 330 кВ Південна-Першотравнева №1 та Південна-Першотравнева №2 з відгалуженням на ПС 330 кВ «Криворізька», Дніпропетровська область

В умовах низького рівня генерації Криворізької ТЕС для забезпечення надійного електропостачання прилеглому промислового району доцільним є виконання, в першу чергу, реконструкції ПЛ 330 кВ Південна – Першотравнева з підвісом двох проводів в фазі.

ПЛ 330 кВ Південна – Першотравнева №1 та Південна – Першотравнева №2 з відгалуженням на ПС 330 кВ «Криворізька» побудована у 1958 році та введена в експлуатацію у 1959 році. ПЛ виконана проводом АСО 480, що не відповідає вимогам пункту 2.5.86 ПУЕ «для напруги 330 кВ повинно бути два проводи у фазі».

Проведення робіт з реконструкції ПЛ 330 кВ Південна – Першотравнева №1 та Південна – Першотравнева №2 з відгалуженням на ПС 330 кВ «Криворізька» пов'язано із необхідністю збільшення пропускної здатності повітряної лінії на виконання вимог ПУЕ та повним переобладнанням ПЛ з розташуванням нових опор у межах відведених земельних ділянок, тобто пікет у пікет.

Відповідно, розроблено завдання на проектування об'єкту «Реконструкція ПЛ 330 кВ Південна – Першотравнева №1 та Південна-Першотравнева №2 з відгалуженням на ПС 330 кВ «Криворізька», Дніпропетровська область». Планується 3-х стадійне проектування (ТЕО, П, РД). В 2018 році укладено договір на виконання проектних робіт стадії ТЕО на суму 2 384,20 тис. грн.

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2020-2022	383 022	5.4



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

5.3.1.70 Будівництво ПЛ 330 кВ ВДГМК – Кременчук та другої ПЛ 330 кВ Дніпровська 750 – ВДГМК (або реконструкція існуючої) з реконструкцією ПС 330 кВ «ВДГМК» та ПС 330 кВ «Кременчук»

В умовах зростання навантаження електроустановок в Північному регіоні та виконання заходів щодо синхронізації Об'єднаної енергетичної системи України з об'єднанням енергетичних систем держав – членів Європейського Союзу, збільшиться завантаження всіх ПЛ перетину Дніпро – Донбас, особливо ПЛ 330 кВ Дніпровська – Кременчук та ПЛ 330 кВ КремГЕС - Першотравнева до 614 МВт та 322 МВт відповідно станом на перспективу 2023-2025 років. При ремонтно-аварійному відключенні ПЛ 330 кВ КремГЕС - Першотравнева завантаження ПЛ 330 кВ Дніпровська - Кременчук становить 770 МВт, тобто 100 % від тривало допустимого навантаження лінії. У разі аварійного вимкнення ПЛ 330 кВ КремГЕС – Кременчук, завантаження ПЛ 330 кВ Дніпровська - Кременчук становить 696 МВт, тобто 96 % від тривало допустимого навантаження лінії. Тобто вданих режимах роботи мережі, вже не виконується критерій N-1, при цьому вивід в ремонт ПЛ 330 кВ даного енерговузла вже зараз неможливо здійснити. Ситуація погіршується з кожним роком внаслідок все більш профіцитних по потужності Південного та Дніпровського регіонів, як наслідок великої кількості нових приєднання ВДЕ в даних регіонах. При цьому, в Північному регіоні не спостерігається бурхливий розвиток ВДЕ, однак спостерігається ріст навантаження в енерговузлах Миргорода, Полтави та Кременчука на 2-3% в рік. Всі ці фактори призводять до ще більших дисбалансів по потужності між Південним, Дніпровським регіонами та Північним регіоном, в наслідок чого відбувається перевантаження існуючих зав'язків між ними.

Водночас, наразі ПС 330 кВ «ВДГМК» є тупиковою та отримує живлення від ПС 750 кВ «Дніпровська» та потребує резервування по мережі нижчої напруги. На підстанції встановлено один АТ 330/150 кВ потужністю 250 МВА. Надійність електропостачання цієї підстанції не відповідає НТП ЕС (СОУ Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014. Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище), оскільки другим джерелом живлення підстанції є електричні мережі нижчих класів напруг, а саме мережі 150 кВ. РУ 330 кВ виконано за схемою "блок лінія-трансформатор з роз'єднувачами" (330-1). До РУ приєднана одна ПЛ 330 кВ Дніпровська-750 – ВДГМК, що є максимально-допустимою кількістю приєднань для даного типу РУ. Тобто з метою приєднання будь-якої додаткової лінії 330 кВ необхідне проведення реконструкції РУ 330 кВ з переведенням її до іншого типу схеми.

Вказані вище вузькі місця», оптимально ліквідувати шляхом будівництва ПЛ 330 кВ ВДГМК – Кременчук довжиною близько 130 км з необхідністю реконструкції ВРП 330 кВ ПС «ВДГМК» на схему 330-10 «трансформатор шини з приєднанням ліній через два вимикачі» з можливим використанням КРПЕ 330 кВ та 110 кВ (доцільність використання КРПЕ буде визначено на етапі ТЕО, враховуючи можливість/неможливість розширення РУ 330/110 кВ), згідно вимог ПУЕ. Даний захід дозволить забезпечити передачу надлишків потужності з Південного та Дніпровського регіонів до Північного регіону, що являється енергодефіцитним, як по потужності так і по електроенергії. Даний захід дозволить забезпечити передачу надлишків потужності з Південного та Дніпровського регіонів до Північного регіону, що являється енергодефіцитним, як по потужності так і по електроенергії із забезпеченням критерію N-1. При вимкненні ПЛ 330 кВ Дніпровська - Кременчук завантаження ПЛ 330 кВ ВДГМК – Кременчук становить 796 МВт, тобто 78 %. Водночас ПЛ 330 кВ Дніпровська – ВДГМК наразі виконано проводом марки АС 240*2 з тривало допустимим перетоком – максимум 650 МВт. Одночасно з будівництвом нової ПЛ 330 кВ ВДГМК – Кременчук необхідно виконати реконструкцію ПЛ 330 кВ Дніпровська – ВДГМК - 6 км, щодо збільшення пропускної здатності новоутвореного



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

транзиту Дніпровська – ВДГМК – Кременчук, або виникає необхідність будівництва ПЛ 330 кВ Дніпровська – ВДГМК №2 довжиною 6 км, так як, при ремонтно-аварійному відключенні ПЛ 330 кВ КремГЕС – Першотравнева та ПЛ 330 кВ Дніпровська - ВДГМК завантаження ПЛ 330 кВ Дніпровська - Кременчук становить 810 МВт, оскільки навантаження ПС 330 кВ «ВДГМК» розподіляється на транзит 330 кВ Дніпровська – Кременчук – ВДГМК та 150 кВ Рудна – Северна – ВДГМК.

Тому будівництво другої ПЛ 330 кВ Дніпровська – ВДГМК довжиною 6 км або реконструкція існуючої Дніпровська – ВДГМК, дозволить зняти проблему допустимого навантаження лінії ПЛ 330 кВ Дніпровська – ВДГМК, у разі аварійного вимкнення ПЛ 330 кВ Дніпровська – Кременчук (завантаження ПЛ 330 кВ Дніпровська – ВДГМК на 103%). При цьому на етапі ТЕО, буде проведено розрахунки щодо можливості та доцільності реконструкції існуючої ПЛ 330 кВ Дніпровська - ВДГМК №1 із збільшенням перерізу провода або будівництво нової ПЛ 330 кВ Дніпровська – ВДГМК.

Реалізація проєкту вцілому дозволить підвищити пропускну здатність перетину Дніпро – Донбас та збільшить надійність електропостачання промислових підприємств півночі Дніпропетровщини, щ оживляться від ПС 330 кВ ВДГМК.

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2023-2026	600 000	5.5

5.3.1.71 Будівництво ПЛ 330 кВ Придніпровська ТЕС - Лівобережна з ПС 330 кВ «Лівобережна»

В умова відновлення темпів розвитку економіки країни, та як наслідок, росту споживання електроенергії, виникне необхідність забезпечення покриття навантаження лівобережної частини міста Дніпро. Для забезпечення електропостачання споживачів лівобережної частини міста Дніпро передбачається будівництво ПС 330/150 кВ «Лівобережна» з ПЛ 330 кВ Лівобережна – Придніпровська ТЕС. Обсяги будівництва: АТ 330/150 кВ (2x 250) МВА; ПЛ 330 кВ - 2x12 км. При цьому, при розробці наступних Планів розвитку, ОСП буде здійснювати моніторинг забезпечення надійного електропостачання споживачів м. Дніпро, з можливим коригуванням необхідних строків вводу в експлуатацію ПС 330/150 кВ «Лівобережна».

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2026-2030	1 868 400	5.6



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

5.3.1.72 Будівництво ПС 330 кВ «Вузлова» із заходами ПЛ 330 кВ Придніпровська ТЕС - Першотравнева

Будівництво ПС 330 кВ «Вузлова» з двома АТ 330/150 кВ потужністю 250 МВА кожний із заходами ПЛ 330 кВ Придніпровська ТЕС – Першотравнева протяжністю близько 2х12 км необхідне в перспективі для покриття зростаючого навантаження південних районів міста Дніпро.

Однак, з 2014 року спостерігається спад споживання електроенергії в південній частині м. Дніпро. Виконаюю у 2015 році роботою «Схема перспективного розвитку електричних мереж 35-154 кВ Дніпропетровської області на 2015-2020 рр. з перспективою до 2025 року» необхідність будівництва ПС 330 кВ «Вузлова» не визначено. Також, в даний момент виконується робота «Коригування схеми перспективного розвитку електричних мереж 35-154 кВ Дніпропетровської області на 2015-2020 рр. з перспективою до 2025 року» якою вказується, зокрема, на спад споживання електроенергії промисловими споживачами ПАТ «ДТЕК Дніпрообленерго», а також відмову інвесторів від реалізації ряду проєктів розвитку комунально-побутової сфери південної частини м. Дніпро (реконструкція міжнародного аеропорту м. Дніпро, ТРК «Караван», тощо), або «заморожування» цих проєктів. Враховуючи вищевикладене, на даний момент проєктування ПС 330 кВ «Вузлова» являється передчасним. Однак, за умови відновлення рівня споживання та звернень нових споживачів щодо приєднання їх електроустановок до електричних мереж, або збільшення потужності існуючих та неможливості живлення цих споживачів існуючою схемою мереж системи передачі, актуальність проєктування та будівництва ПС 330 кВ «Вузлова» буде визначатись в наступних Планах розвитку.

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням	Режимні розрахунки
2027-2030	1 900 000	5.7	на етапі розробки ТЕО будуть визначені варіанти приєднання ПС 330/150 кВ «Вузлова» до мереж 150 кВ регіону, з відповідними режимними розрахунками

5.3.1.73 Реконструкція ПС 220 кВ «Азовська» з переведенням на напругу 330 кВ

ПС 220 кВ Азовська розташована в Донецькій обл., м. Маріуполь, Кальміуський район, вул. Челябінська, 1В

З моменту початку операції об'єднаних сил на сході України та зважаючи на знаходження Старобешівської ТЕС на тимчасово непідконтрольній території, всі ПЛ 220 кВ, які живили ПС 220 кВ «Азовська» наразі є відключеними та ушкодженими. Відновлення та включення їх в роботу неможливе до припинення бойових дій та виключено через припинення обміну електричною енергією між контрольованою і тимчасово неконтрольованими територіями з урахуванням



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

накопичених боргів і стану розрахунків по ним. В той же час, одна з ПЛ 220 кВ Старобешівська ТЕС – Азовська збудована в габаритах 330 кВ і перетинає ПЛ 330 кВ Зоря – Харцизька, яка наразі теж відключена по причинах, що були згадані вище.

Починаючи з 2014 року споживачі ПС 220 кВ «Азовська» отримують живлення без використання системоутворюючої електричної мережі 220 кВ зі значно зниженою надійністю та збільшеними втратами електричної енергії, оскільки споживана потужність енерговузла (до 250 МВт в період проходження осінньо – зимового максимуму 2018 року) забезпечується за рахунок її розподілу по трьом ПЛ 110 кВ, що не забезпечує потрібного рівня надійності та сталості електропостачання. Зайвим доказом зазначеного факту є повне знеструмлення споживачів вузла підстанції 220 кВ «Азовська» тричі за останні два роки по причині аварійних відключень в мережі 110 кВ оператора системи розподілу.

Реалізація проекту переведення ПС 220 кВ «Азовська» на клас напруги 330 кВ передбачатиме, на першому етапі, об'єднання двох ПЛ, а саме ПЛ 330 кВ Зоря – Харцизька та ПЛ 220 кВ Старобешівська ТЕС – Азовська з добудовою ділянки ПЛ 330 кВ на підконтрольній офіційній українській владі території, що забезпечить можливість подачі напруги 330 кВ. На підстанції 220 кВ «Азовська» передбачається встановлення одного АТ 330/110 кВ, який буде переміщено з ПС 330 кВ «Харківська» після його заміни на новий аналогічної потужності. Також на ПС 220 кВ «Азовська» передбачається встановлення комірки 330 кВ (вимикач, роз'єднувачі, трансформатор струму з необхідними пристроями релейного захисту) та додаткового обладнання 110 кВ – для забезпечення надійної роботи РП 110 кВ підстанції. На другому етапі реалізації вказаного проекту передбачається будівництво додаткової ПЛ 330 кВ (від ПС «Мирна» або «Зоря») в напрямку ПС 220 кВ «Азовська» з встановленням другого автотрансформатора та формування повноцінного РП 330 кВ за схемою «трансформатор – шини». Реалізація проекту переведення ПС 220 кВ «Азовська» в контексті підстанційних робіт відбуватиметься в межах підстанції без потреби у додатковому землевідведенні. Протягом 2019 року виконано заміну 18 одиниць опорно-стрижневої ізоляції.

Знаходяться на підсиленому контролі:

- високовольтний увід 220 кВ типу ГМТПБ-220/2000 (за результатами ХАРГ) – 1 шт.,
- високовольтний увід 110 кВ типу ГМТБ-110/2000 (за результатами ХАРГ) – 2 шт.
- трансформатор напруги 110 кВ типу НКФ-110 (за результатами ХАРГ) – 2 шт.
- трансформатор напруги 35 кВ типу ТФНД-35, ТФН-35 (за результатами ХАРГ) – 2 шт.

Необхідно виконати заміну або ремонт:

- роз'єднувачів 110 кВ типу РЛНЗ-110/2000У1 (фізичний знос) – 21 шт.,
- виконати ремонт 200м водоводу від магістрального водоводу до пожежного резервуару (багаточисленні пошкодження, фізичний знос),
- виконання робіт з реконструкції приєднання 10 кВ ТСН-4 із заміною 1 шт. МВ-10 кВ ТСН-4 (не відповідає струмам к.з.),
- заміну 380 гірлянд порцелянової підвісної ізоляції на ВРП-110 кВ.

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2020-2024	870 000	5.8



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

5.3.1.74 Реконструкція ПС 330 кВ «Нікопольська», за «Програмою підвищення надійності підстанцій», за підтримки ЄІБ

Існуючий стан підстанції

Підстанція 330 кВ «Нікопольська» введена в експлуатацію в 1965 р. та має напруги 330/150/10 кВ.

Вона розташована за адресою: Дніпропетровська обл., Нікопольський р-н, с. Приміське. Загальна площа підстанції складає 12,305 га.

Підстанція підпорядкована Дніпровській ЕС, яка є структурним підрозділом НЕК "Укренерго".

Загальна встановлена потужність АТ дорівнює 1250 МВА, а саме:

- АТ1 250 МВА, 330/150/10 кВ (виготовлений в 1976 р., пройшов капремонт в 2004 р.).
- АТ2 250 МВА, 330/150/10 кВ (виготовлений в 1987 р., пройшов капремонт в 2001 р.).
- АТ3 250 МВА, 330/150/10 кВ (виготовлений в 1986 р., пройшов капремонт в 2000 р.).
- АТ4 250 МВА, 330/150/10 кВ (виготовлений в 1976 р., пройшов капремонт в 2017 р.).
- АТ5 250 МВА, 330/150/10 кВ (виготовлений в 1976 р., пройшов капремонт в 2007 р.).

ВРП 330 кВ виконано за нетиповою схемою «дві робочі системи шин (I с.ш. 330 кВ – секціонована) та секціонована обхідна». До ВРП 330 кВ приєднано чотири ПЛ 330 кВ:

- Нікопольська-Правобережна;
- Криворізька ТЕС-Нікопольська;
- Ферославна-Нікопольська №1;
- Ферославна-Нікопольська №2.

ВРП 330 кВ зв'язаний: - з ВРП 150 кВ за допомогою АТ1, АТ2, АТ3 та блоку АТ4-5 потужністю по 250 МВА кожен.

Блок АТ4 та АТ5 330/150/10 кВ були приєднані до ВРП 330 кВ через один вимикач на стороні 330 кВ, що є недоліком схеми. Також недоліком схеми є те, що шиноз'єднувальні вимикачі М-331 та М-332 сумісні з обхідними, II секція шин 330 кВ не секціонована.

ВРП 150 кВ побудовано за схемою "дві робочі секціоновані системи шин та обхідна" (схема 150-7) з суміщенням обхідних вимикачів з шиноз'єднувальними. До ВРП приєднано 14 ПЛ, що більше на 2 приєднання, ніж дозволено НТП ЕС.

Таким чином, ВРП 150 кВ необхідно реконструювати з переходом до схеми «дві робочі, секціоновані вимикачами, і обхідна системи шин з двома обхідними і двома шиноз'єднувальними вимикачами» (150-8).

Лініями електропередачі 150кВ (загалом 14 ліній) ПС 330 кВ «Нікопольська» зв'язана з:

- ПС 150 кВ «Нікопольська» по одному дволанцюговому зв'язку 150 кВ (довжина даного транзиту не перевищує 100 км);
- ПС 150 кВ «Богданівська» по одному дволанцюговому зв'язку 150 кВ з відпайкою на ПС 150 кВ «Чкаловська» (довжина даного транзиту не перевищує 100 км);
- ПС 150 кВ «Нікопольський завод феросплавів» - основний споживач ПС 330 кВ «Нікопольська» по трьом дволанцюговим зв'язкам 150 кВ;
- ПС 150 кВ «Будмаш» по двом зв'язкам 150 кВ з відпайкою на ПС 150 кВ «ПНФ»;
- ПС 150 кВ «Н-3» по двом зв'язкам 150 кВ з відпайкою на ПС 150 кВ «Н-5».



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Також у 2019р. планується будівництво двох комірок приєднань Л441, Л442 на 1 секції ВРП 150 кВ згідно проєкту «Реконструкція ВРП 150 кВ ПС 330 кВ «Нікопольська» для забезпечення приєднання СЕС 200 МВт Солар –Фарм 1».

Електропостачання власних потреб підстанції здійснюється від шин 10 кВ через три ТВП потужністю по 1000 кВА кожний.

Проблемні питання

Більшість обладнання відпрацювало свій ресурс. На підстанції непрацездатна система пожежогасіння автотрансформаторів (в 2018 році зупинена робота по реконструкції системи водопостачання та пожежогасіння).

Знаходяться на підсиленому контролі:

- автотрансформатори АТ №1, АТ№4, АТ№5 (за результатами ХАРГ) – 3 шт.,
- трансформатор струму 330 кВ типу ТФРМ-330 приєднання Л-211 ф. «А,В,С» (за результатами ХАРГ стану ізоляції) – 3 шт.,
- високовольтний увід 330 кВ типу ГМТПА-330/1000 АТ №3 ф. «В,С» (за результатами ХАРГ) – 2 шт.,
- високовольтні уводи 150 кВ типу ГМТБ-150/2000 АТ №1 ф. «В», АТ №3 ф. «А,С», АТ №2 ф. «А,В», АТ№4 ф. «А,В» (за результатами ХАРГ) – 7 шт.
- високовольтний увід 330 кВ типу ГМТПА-330/1000 АТ№3 ф.«В» (за результатами ХАРГ).

Потребує заміни:

- опорно-стрижневі ізолятори в кількості 314 шт.,
- панелі постійного струму (в експлуатації з 1965 року) – 5 шт.,
- повітропровід (в експлуатації з 1965 року) – 150 м,
- потребує встановлення нової автоматичної системи пожежогасіння автотрансформаторів.

Більша частина обладнання, що експлуатується, як і запасні частини до нього, на даний час виробниками вже не виготовляється. Слабкою ланкою в експлуатації є повітряні вимикачі, роз'єднувачі, технічні засоби захисту від перенапруг, вимірювальні трансформатори і інженерні споруди (портали, кабельні канали).

Силове обладнання та пристрої РЗА, збору та реєстрації даних загалом вже зношене, фізично та морально застаріле, а деяку його частину вже знято з виробництва.

Опорна ізоляція та обертові колонки роз'єднувачів мають ознаки пошкоджень. Мали місце випадки розшарування ізоляції та появи дефектів опорної ізоляції та деяких елементів розрядників. Фарфорова ізоляція (опорні та підвісні ізолятори) фізично зношена та потребує заміни.

Пошук та комплектація запасних частин та компонентів до роз'єднувачів усіх класів напруги під час проведення ремонту дуже ускладнені, тому що виробництво цих типів обладнання припинено.

Експлуатаційні параметри гумових ущільнень ТС та ТН погіршуються, відбувається процес старіння ізоляції, що призводить до протікання оливи і погіршення експлуатаційних характеристик, а в більшості випадків до відбраковки.

ТС та ТН для систем виміру і обліку електроенергії використовуються класу 0,5. В системах обліку електроенергії частково впроваджені нові прилади обліку.

Системи збору даних, вимірювань та обліку електроенергії були частково модернізовані. На підстанції немає повномасштабної системи управління.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Система постійного струму фізично застаріла і обладнання практично відпрацювало свій експлуатаційний термін.

Кабельне господарство підстанції характеризується значним ступенем зносу та старіння, включно з опорними конструкціями, які несуть кабелі (кабельні лотки та канали, бетонні плити покриття), а також незадовільним станом значної частини самих кабелів через значний термін експлуатації.

Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче.

Кількість обладнання на ПС 330 кВ «Нікопольська», яке вже було замінено в попередні роки та яке потребує заміни в рамках нового інвестиційного проекту

Обладнання та системи (Одиниці виміру)	Загалом	Замінено/ в процесі заміни / в задов.стані	Потребує заміни
ВРП 330кВ			
Автотрансформатори	5	0	5
Вимикачі	10	0	10
Роз'єднувачі	45	0	45
Трансформатори напруги	9	3	6
Трансформатори струму	33	0	33
Розрядники /ОПН	15	0	15
Загороджувачі	10	0	10
Конденсатори зв'язку	30	0	30
ВРП 150 кВ			
Вимикачі	23	2	21
Роз'єднувачі	93	8	85
Трансформатори напруги	12	6	6
Трансформатори струму	69	6	63
Розрядники/ОПН	15	0	15
Загороджувачі	7	0	7
Конденсатори зв'язку	17	0	17
Пристрої логічного блокування	38		38
ВРП 35 кВ			
Роз'єднувачі	5	0	5
Розрядники /ОПН	5	3	2
ТВП	3	0	3
Реактори	5	5	0
Обладнання РЗА (комплект)	1	0	1
Пристрої логічного блокування	39	0	39
Акумуляторні батареї, (комплект)	1	0	1
Зарядні пристрої	2	0	2
Щит постійного струму (комплект)	1	0	1
Щит змінного струму (комплект)	1	0	1
ВРП 10 кВ			
Вимикачі	3	0	3



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Обладнання та системи (Одиниці виміру)	Загалом	Замінене/ в процесі заміни / в задов.стані	Потребує заміни
Роз'єднувачі	7	0	7
Трансформатори напруги	5	0	5
Розрядники /ОПН	15	0	15
Реактори	3	0	3

В рамках Програми підвищення надійності підстанцій проведено розрахунки її економічної ефективності. Вхідні дані та результати розрахунків економічної ефективності для ПС 330 кВ Нікопольська наведені нижче.

Дані для розрахунку економічної ефективності Програми підвищення надійності підстанцій ПС 330 кВ «Нікопольська»

Припущення	Од.вим.	Значення показника без реалізації проекту
Ремонти		
КР компресорів	тис.грн	81.0
КР повітряних вимикачів	тис.грн	291.5
ПР компресорів	тис.грн	4.0
ПР повітряних вимикачів	тис.грн	46.8
ТО компресорного господарства	тис.грн	51.0
Операційні витрати на утримання		
е/е на компресорне господарство	МВт/год	190.8
е/е на повітряне господарство	МВт/год	80.7
е/е на побутові потреби ПС	МВт/год	8.8
фонд оплати праці на ПС	тис.грн	2731.7

Обладнання РЗА

Переважна більшість пристроїв РЗА, збору та реєстрації даних зношені або фізично та морально застарілі, а деяку його частину вже знято з виробництва.

Обладнання та системи	Загалом	Замінене/ в процесі заміни / в задов.стані	Потребує заміни
Обладнання РЗА ВРП 330 кВ (комплект)	1	0	1
Обладнання РЗА ВРП 150 кВ (комплект)	1	0	1
Обладнання РЗА ЗРП 10 кВ (комплект)	1	0	1

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 150 кВ та 330 кВ ПС 330 кВ «Нікопольська» станом на 01.01.2020 р.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Струми КЗ розраховані для діючих нормальної та ремонтних схем мережі Дніпровського регіону при максимальному складі генеруючого обладнання на шинах 35, 150 та 330 кВ ПС 330 кВ «Нікопольська»

Режим	Місце КЗ	Струм КЗ*, кА	
		3ф	1ф
Нормальний: всі АТ в роботі	1с1СШ 330 кВ	23,457	21,793
	2с1СШ 330 кВ	23,457	21,793
	2с2СШ 330 кВ	23,457	21,793
	1с1СШ 150 кВ	22,765	23,954
	1с2СШ 150 кВ	22,765	23,954
	2с1СШ 150 кВ	22,765	23,954
	2с2СШ 150 кВ	22,765	23,954
	ш. 10 кВ АТ1	53,715	-
	ш. 10 кВ АТ2	31,133	-
	ш. 10 кВ АТ3	31,647	-
	ш. 10 кВ АТ4	51,175	-
ш. 10 кВ АТ5	50,837	-	
Максимальний (ремонтний): всі АТ в роботі, 2 секція 1(2) СШ 150 кВ – в ремонті, М-1 ПС Н-150 – включений	1с1СШ 330 кВ	23,492	21,841
	2с1СШ 330 кВ	23,492	21,841
	2с2СШ 330 кВ	23,492	21,841
	1с1СШ 150 кВ	25,679	26,709
	1с2СШ 150 кВ	25,679	26,709
	2с1СШ 150 кВ	25,679	26,709
	2с2СШ 150 кВ	25,679	26,709
	ш. 10 кВ АТ1	55,029	-
	ш. 10 кВ АТ2	31,615	-
	ш. 10 кВ АТ3	32,150	-
	ш. 10 кВ АТ4	52,421	-
ш. 10 кВ АТ5	52,075	-	

Струми КЗ розраховані для максимального складу генеруючого обладнання Дніпровського регіону, об'єднаної схеми мережі 150-330 кВ на шинах 35, 150 та 330 кВ ПС 330 кВ «Нікопольська»

ПС 330 кВ Нікопольська	Режим	Місце КЗ	Струм КЗ*, кА	
			3ф	1ф
	Максимальний	шини 330 кВ	29,105	24,994
		шини 150 кВ	31,612	31,013
		ш. 10 кВ АТ1	56,729	-
		ш. 10 кВ АТ2	32,228	-
		ш. 10 кВ АТ3	32,785	-



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

	ш.10 кВ АТ4	54,035	-
	ш.10 кВ АТ5	53,672	-

Для усунення вказаних «вузьких» місць передбачено «Програму підвищення надійності підстанції ПС 330 кВ «Нікопольська». Заміна автотрансформатора 330 кВ приєднання АТ4 та АТ1 потужністю 250 МВА на нові та розробку ТЕО «Реконструкція ПС 330 кВ «Нікопольська» з впровадженням АСКТП».

За Програмою підвищення надійності ПС 330 кВ «Нікопольська», було проведено аналіз прогнозованого зменшення щорічних витрат електроенергії на власні потреби підстанції, фактичні витрати електроенергії на якій на власні потреби у 2019 році становили 2 845 тис. кВт*год рік. Серед запланованих обсягів реконструкції слід відзначити обсяги заміни обладнання ВРП 150, 330 кВ, пристроїв РЗ та ПА, а також ТВП та трьох автотрансформаторів (АТ-1 250 МВА та АТ-4 250 МВА). Зниження витрат електроенергії на власні потреби відбувається завдяки впровадженню нових технічних рішень та встановленню сучасного обладнання.

Прогнозоване зниження споживання електричної енергії

	Рном, кВт*год	Кількість, шт	Тривалість роботи за добу, год	Тривалість роботи, доба	Споживання ел.енергії кВт*год на рік
Робота компресорів	40	6	9	365	788 400
Панелі РЗА*	0,134	80	24	365	93 907
Освітлення, опалення робочих місць та господарчих приміщень	6		8	247	11856
Обдуб автотрансформаторів та робота маслонасосів					7 300
Обігрів високовольтних вимикачів					4125
Водокористування, водовідведення					2800
Разом					908 388

* Рном = 0,134 кВт*год, це різниця споживання старої панелі (150 Вт*год) та нової (16 Вт*год)

Крім того, прогнозується зменшення щорічних витрат електроенергії внаслідок заміни фізично зношених АТ та силових трансформаторів застарілої конструкції. Нові трансформатори завдяки сучасним конструктивним рішенням будуть мати істотно нижчі втрати електроенергії. Наприклад, прогнозована річна економія електроенергії при заміні тільки одного автотрансформатора потужністю 250 МВА становить 1 727 МВт*год на рік.

Загалом в результаті реконструкції ПС 330 кВ «Нікопольська» прогнозоване зменшення щорічних витрат електроенергії на власні потреби підстанції становитиме 908,4 МВт*год на рік, а економія витрат в мережі внаслідок заміни АТ-1, АТ-4 становитиме 3454 МВт*год на рік.

Протягом 2019 року виконано реконструкцію ВРП 330 кВ ПС 330 кВ «Нікопольська» із заміною обладнання (повітряних вимикачів, трансформаторів струму, трансформаторів напруги).

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.1.1 табл. 5.4.1.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

5.3.1.75 Реконструкція ПС 330 кВ «Прометей», за «Програмою підвищення надійності підстанцій», за підтримки ЄІБ

Існуючий стан підстанції

Підстанція 330 кВ «Прометей» введена в експлуатацію в 1982 р. та має класи напруги 330/150/35 кВ. Вона розташована за адресою: Дніпропетровська обл., м. Кам'янське, вул. Лохвицького, 23. Загальна площа підстанції складає 12,2 га.

Підстанція підпорядкована Дніпровській ЕС, яка є структурним підрозділом НЕК "Укренерго".

Загальна встановлена потужність АТ та Т дорівнює 563 МВА, а саме:

- 1АТ 250 МВА, 330/150/35 кВ (виготовлений в 1982 р., пройшов капремонт в 1999 р.);
- 2АТ 250 МВА, 330/150/35 кВ (виготовлений в 1984 р., пройшов капремонт в 2006 р.);
- 2Т 63 МВА, 150/35/10 кВ (виготовлений в 1979 р., пройшов капремонт в 2007 р.).

ВРП 330 кВ виконаний за схемою «чотирикутник». До ВРП 330 кВ приєднано дві ПЛ 330 кВ:

- ПЛ 330 кВ Дніпровська 750 – Прометей;
- ПЛ 330 Прометей – Кам'янська.

ВРП 330 кВ зв'язаний:

- з ВРП 150 кВ за допомогою двох АТ1 та АТ2 потужністю 250 МВА кожний.

ВРП 150 кВ побудоване за схемою "дві робочі системи шин та обхідна". До ВРП 150 кВ приєднано одинадцять ПЛ 150 кВ:

ПЛ СДГЕС –Прометей 330;

ПЛ СДГЕС – Прометей 330;

ПЛ Прометей 330 – ВДГМК 330;

ПЛ Прометей 330 - ДТЕЦ – (відпайки ЦЗ, ДГ-1);

ПЛ Прометей 330 - ДТЕЦ – (відпайки ЦЗ, ДГ-1);

ПЛ Прометей 330 - ДЗУ;

ПЛ Прометей 330 - ДЗУ;

ПЛ Прометей 330 - ТЕЦ БКХЗ;

ПЛ Прометей 330 - АМ-2;

ПЛ Прометей 330 – Кам'янська 330 – (відпайка АМ-2);

ПЛ Прометей 330 - Кам'янська 330 – (відпайка АМ-2);

ВРП 150 кВ зв'язаний з ВРП 35 кВ за допомогою трансформатора – 2Т потужністю 63 МВА.

ВРП 35 кВ побудовано за схемою "дві секції з'єднані секційним вимикачем". До ВРП 35 кВ приєднано п'ять ПЛ 35 кВ:

ПЛ Прометей 330 – ПС Рубін;

ПЛ Прометей 330 – ПС Фермерська;

ПЛ Прометей 330 – ПС Кринички;

ПЛ Прометей 330 – ПС Запоріжжя – Кам'янське тягове (відпайки ПС ДГ-1, Санітарна, НС-3 підйому).

Електропостачання власних потреб підстанції здійснюється:

- від шин 35 кВ через ТВП потужністю 630 кВА;
- від АТ2 через ТВП потужністю 630 кВА.

Проблемні питання

В цілому, незважаючи на солідний вік підстанції, основне обладнання знаходиться в задовільному технічному стані.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Більша частина обладнання, що експлуатується, як і запасні частини до нього, на даний час виробниками вже не виготовляється. Слабкою ланкою в експлуатації є повітряні вимикачі, роз'єднувачі, ТН та ТС.

Силове обладнання та пристрої РЗА, збору та реєстрації даних загалом вже зношене, фізично та морально застаріле, а деяку його частину вже знято з виробництва.

Опорна ізоляція та обертові колонки роз'єднувачів мають ознаки пошкоджень. Мали місце випадки розшарування ізоляції та появи дефектів опорної ізоляції та деяких елементів розрядників. Пошук та комплектація запасних частин та компонентів до роз'єднувачів усіх класів напруги під час проведення ремонту дуже ускладнені, тому що виробництво цих типів обладнання припинено.

Фарфорова ізоляція (опорні та підвісні ізолятори) фізично зношена та потребує заміни.

Експлуатаційні параметри гумових ущільнень ТС також погіршуються, відбувається процес старіння ізоляції, що призводить до протікання оливи і погіршення експлуатаційних характеристик, а в більшості випадків до відбраковки.

Портали та стійки УСО під обладнанням мають порушення цілісності у вигляді тріщин та сколів, оголення несучої арматури, корозія металевих частин.

Системи збору даних, вимірювань та обліку електроенергії були частково модернізовані. На підстанції немає повномасштабної системи управління.

Система постійного струму фізично застаріла і обладнання практично відпрацювало свій експлуатаційний термін.

Кабельне господарство підстанції характеризується значним ступенем зносу та старіння, включно з опорними конструкціями, які несуть кабелі (кабельні лотки та канали, бетонні плити покриття), а також незадовільним станом значної частини самих кабелів через значний термін експлуатації.

Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче.

Кількість обладнання на ПС 330 кВ «Прометей», яке вже було замінено в попередні роки та яке потребує заміни

Обладнання та системи	Загалом	Замінено/ в процесі заміни / в задов.стані	Потребує заміни
ВРП 330 кВ			
Автотрансформатори	2	0	2
Вимикачі	4	0	4
Роз'єднувачі	12	0	12
Трансформатори напруги	6	0	6
Трансформатори струму	12	0	12
Розрядники /ОПН	6	0	6
Загороджувачі	6	0	6
Конденсатори зв'язку	6	0	6
ВРП 150 кВ			
Силовий трансформатор 150кВ	1	0	1
Вимикачі	16	2	14
Роз'єднувачі	64	0	64
Трансформатори напруги	7	0	7
Трансформатори струму	48	6	42
Розрядники /ОПН	15	0	15
Загороджувачі	12	0	12



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Обладнання та системи	Загалом	Замінене/ в процесі заміни / в задов.стані	Потребує заміни
Конденсатори зв'язку	12	0	12
ВРП 35 кВ			
Вимикачі	11	0	11
Роз'єднувачі	27	0	27
Трансформатори напруги	12	0	12
Трансформатори струму	10	0	10
Загороджувачі	2	0	2
Конденсатори зв'язку	2	0	2
Пристрої логічного блокування	33	0	33
ТВП	2	1	1
Акумуляторні батареї, (комплект)	1	0	1
Зарядні пристрої ВАЗП	2	0	2
Щит постійного струму (комплект)	1	0	1
Щит змінного струму (комплект)	1	0	1

В рамках Програми підвищення надійності підстанцій проведено розрахунки її економічної ефективності. Вхідні дані та результати розрахунків економічної ефективності для ПС 330 кВ Прометей наведені нижче.

Дані для розрахунку економічної ефективності Програми підвищення надійності підстанцій ПС 330 кВ «Прометей»

Припущення	Од.вим.	Значення показника без реалізації проєкту
Ремонти		
КР компресорів	тис.грн	8.1
КР повітряних вимикачів	тис.грн	267.8
ПР компресорів	тис.грн	1.2
ПР повітряних вимикачів	тис.грн	47.8
ТО компресорного господарства	тис.грн	20.4
Операційні витрати на утримання		
е/е на компресорне господарство	МВт/год	
е/е на повітряне господарство	МВт/год	1378.8
е/е на побутові потреби ПС	МВт/год	13.3
фонд оплати праці на ПС	тис.грн	2731.7

Обладнання РЗА

Переважна більшість пристроїв РЗА, збору та реєстрації даних зношені або фізично та морально застарілі, а деяку його частину вже знято з виробництва.

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 150 та 330 кВ ПС 330 кВ «Прометей» станом на 01.01.2020 р.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Струми КЗ розраховані для діючих нормальної та ремонтних схем мережі Дніпровського регіону при максимальному складі генеруючого обладнання на шинах 35,150 та 330 кВ ПС 330 кВ «Прометей»

Режим	Місце КЗ	Струм КЗ, кА	
		3ф	1ф
Нормальний: АТ №1 – в резерві	шини 330кВ	22,498	17,576
	1СШ 150 кВ	20,037	23,219
	2СШ 150 кВ	20,037	23,219
	ш.35 кВ АТ2	8,509	-
Максимальний (ремонтний): Л37 – в ремонті, АТ№1, АТ№2 – в роботі	шини 330кВ	23,008	19,068
	1СШ 150 кВ	23,778	27,248
	2СШ 150 кВ	23,778	27,248
	ш.35 кВ АТ1	8,485	-
	ш.35 кВ АТ2	8,495	-

Струми КЗ розраховані для максимального складу генеруючого обладнання Дніпровського регіону, об'єднаної схеми мережі 150-330 кВ на шинах 35,150 та 330 кВ ПС 330 кВ «Прометей»

Режим	Місце КЗ	Струм КЗ*, кА	
		3ф	1ф
Максимальний	шини 330 кВ	23,553	19,501
	шини 150 кВ	36,913	38,455
	ш.35 кВ АТ1	8,823	-
	ш.35 кВ АТ2	8,839	-

Для усунення вказаних «вузьких» місць передбачено розробку проекту «Технічне переоснащення ПС 330 кВ «Прометей». Заміна автотрансформатора 330 кВ приєднання АТ1 потужністю 250 МВА на новий» та розробку ТЕО «Реконструкція ПС 330 кВ «Прометей» з впровадженням АСКТП».

За Програмою підвищення надійності підстанцій для ПС 330 кВ «Прометей», має бути проведений аналіз прогнозованого зменшення щорічних витрат електроенергії на власні потреби підстанції, реконструкція якої проводиться в рамках інвестиційних проектів, що фінансуються за кредитні кошти МФО. Розрахунки для проведення даного аналізу є аналогічними до проведених для ПС 330 кВ «Нікопольська», та будуть здійснюватись проектною організацією при розробці ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.1.2 табл. 5.4.1.

5.3.1.76 Реконструкція ПС 330 кВ «Південна», за «Програмою підвищення надійності підстанцій», за підтримки ЄІБ

Існуючий стан підстанції

Підстанція 330 кВ «Південна» введена в експлуатацію в 1962 р. та має напруги 330/150/10 кВ.

Вона розташована за адресою: Дніпропетровська обл., Криворізький р-н, с. Радушне. Загальна площа підстанції складає 15,6 га.

Підстанція підпорядкована Дніпровській ЕС, яка є структурним підрозділом НЕК "Укренерго".

Загальна встановлена потужність АТ дорівнює 1000 МВА, а саме:

- АТ1 250 МВА, 330/150/10 кВ (уведений в експлуатацію у 1986 р., пройшов капремонт в 2002 р.).
- АТ2 250 МВА, 330/150/10 кВ (уведений в експлуатацію у 1988 р, пройшов капремонт в 2003 р.).
- АТ3 250 МВА, 330/150/10 кВ (уведений в експлуатацію у 1987 р, пройшов капремонт в 2003 р.).



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

• АТ4 250 МВА, 330/150/10 кВ (уведений в експлуатацію у 1987 р, пройшов капремонт в 2002 р.). У період з 2012 до 2015 року проведено реконструкцію з заміною повітряних вимикачів та вимірювальних оливонаповнених трансформаторів струму та напруги на елегазові фірми АББ. Також у 2018 р. проведена заміна акумуляторної батареї на нову.

ВРП 330 кВ виконано за схемою "дві робочі системи шин та обхідна", обхідна система шин являється продовженням першої системи шин, шиноз'єднувальний вимикач, за необхідності може бути обхідним вимикачем. АТ2, АТ4 по стороні 330 кВ приєднані кожен через свій вимикач. Слабкою ланкою є приєднання АТ1, АТ3 через один загальний вимикач та відсутність окремих роз'єднувачів для кожного з цих АТ.

До ВРП 330кВ приєднано чотири ПЛ 330 кВ:

- Першотравнева – Криворізька – Південна;
- Першотравнева – Криворізька – Південна;
- Криворізька ТЕС – Південна;
- Криворізька ТЕС – Південна;

ВРП 330 кВ зв'язаний:

- з ВРП 150 кВ за допомогою чотирьох АТ1, АТ2, АТ3, АТ4 потужністю 250 МВА кожний, по стороні 150 кВ кожен через свій вимикач.

Лініями електропередач 150 кВ (загалом 16 ліній) ПС 330 кВ «Південна» зв'язана з:

- ПС 330 кВ «Гірнична» по двом зв'язкам 150 кВ (довжина даного транзиту не перевищує 100 км);
- ПС 330 кВ «Криворізька» по двом зв'язкам 150 кВ (довжина даного транзиту не перевищує 100 км);

Решта ПЛ 150 кВ живлять підстанції споживачів 150 кВ переважно металургійної промисловості регіону.

Електропостачання власних потреб підстанції здійснюється від шин 10 кВ через три ТВП потужністю 630 кВА кожний.

Проблемні питання

В цілому, незважаючи на солідний вік підстанції, основне обладнання знаходиться у доброму технічному стані.

Слабкою ланкою в експлуатації є: роз'єднувачі, розрядники та портали, переважна більшість конденсаторів зв'язку та високочастотних загороджувачів, які мають високу ступінь зносу та потребують заміни.

Силове обладнання та пристрої РЗА, збору та реєстрації даних загалом в задовільному стані та на сьогоднішній день є морально та фізично застаріле.

Системи збору даних, вимірювань та обліку електроенергії були модернізовані. На підстанції немає повномасштабної системи управління.

Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче.

Кількість обладнання на ПС 330 кВ «Південна», яке вже було замінено в попередні роки та яке потребує заміни в рамках нового інвестиційного проекту

Обладнання та системи	Загалом	Замінено/в процесі заміни/в задов.стані	Потребує заміни
ВРП 330 кВ			
Автотрансформатори	4	0	4
Вимикачі	8	8	0
Роз'єднувачі	34	0	34
Трансформатори напруги	6	6	0



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Обладнання та системи	Загалом	Замінене/в процесі заміни/в задов.стані	Потребує заміни
Трансформатори струму	24	24	0
Розрядники/ОПН	9	0	9
Загороджувачі	8	1	7
Конденсатори зв'язку	23	0	0
ВРП 150 кВ			
Вимикачі	23	23	0
Роз'єднувачі	97	4	93
Трансформатори напруги	12	12	0
Трансформатори струму	69	69	0
Розрядники/ОПН	24	6	18
Загороджувачі	29	2	27
Конденсатори зв'язку	56	4	52
ВРП 35 кВ			
Роз'єднувачі	4	0	0
Розрядники/ОПН	4	3	1
ТВП	3	0	3
Реактори	4	3	1
Обладнання РЗА (комплект)	1	0	1
Пристрої логічного блокування	39	0	39
Акумуляторні батареї, (комплект)	1	1	0
Зарядні пристрої	3	2	1
Щит постійного струму (комплект)	1	1	0
Щит змінного струму (комплект)	1	0	1
ВРП 10 кВ			
Вимикачі	4	0	4
Роз'єднувачі	7	0	7
Трансформатори напруги	3	0	3
Трансформатори струму	11	0	11
Розрядники/ОПН	12	0	12
Реактори	3	0	3

Протягом 2019 року виконано заміну: трьох одиниць високовольтних уводів 150кВ типу ГМТА-150/2000, типу ГБМТ-150/2000 АТ№3 ф. «А,В,С» на уводи типу ETfT 650-172-2000-D E5 Spez, трьох одиниць високовольтних уводів 330кВ типу ГМТПА-330/1000 АТ№3 ф.«А,В,С» на уводи типу ETfT 1175-363-1250-В E9 Spez.

Знаходяться на підсиленому контролі:

- автотрансформатори АТ№2, АТ№4 (за результатами ХАРГ) – 2 шт.,
- високовольтні уводи 150 кВ типу ГМТА-150/2000 АТ №1 ф. «А,В,С», АТ №4 ф. «В», АТ №2 ф. «А,В,С» (за результатами ХАРГ) – 7 шт.,
- високовольтні уводи 330 кВ типу ГМТПА-330/1000 АТ №2 ф. «А», АТ №1 ф. «С», АТ №4 ф. «А» (за результатами ХАРГ) – 3 шт.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Потребують заміни:

- опорно-стрижневі ізолятори в кількості 611 шт.,
- панелі власних потреб (в експлуатації з 1962 року) – 6 шт.

У 2014 році було демонтовано стару порошкову система пожежогасіння автотрансформаторів, необхідне встановлення нової.

В рамках Програми підвищення надійності підстанцій проведено розрахунки її економічної ефективності. Вхідні дані та результати розрахунків економічної ефективності для ПС 330 кВ «Південна» наведені нижче.

Дані для розрахунку економічної ефективності Програми підвищення надійності підстанцій ПС 330 кВ «Південна»

Припущення	Од.вим.	Значення показника без реалізації проекту
Ремонти		
КР компресорів	тис.грн	0.0
КР повітряних вимикачів	тис.грн	0.0
ПР компресорів	тис.грн	0.0
ПР повітряних вимикачів	тис.грн	0.0
ТО компресорного господарства	тис.грн	0.0
Операційні витрати на утримання		
е/е на компресорне господарство	МВт/год	0.0
е/е на повітряне господарство	МВт/год	0.0
е/е на побутові потреби ПС	МВт/год	6.2
фонд оплати праці на ПС	тис.грн	2043.4

Обладнання РЗА

В 2012 році відбулась заміна схем автоматики та керування вимикачами 150, 330 кВ, але переважна більшість пристроїв РЗА, збору та реєстрації даних зношені або фізично та морально застарілі, а деяку його частину вже знято з виробництва.

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 150 та 330 кВ ПС 330 кВ «Південна» станом на 01.01.2020 р.

Струми КЗ розраховані для діючих нормальної та ремонтних схем мережі Дніпровського регіону при максимальному складі генеруючого обладнання на шинах 150 та 330 кВ ПС 330 кВ «Південна»

Режим	Місце КЗ	Струм КЗ*, кА	
		3ф	1ф
Максимальний (нормальний): Ш-1 відключений, всі АТ в роботі	1СШ 330 кВ	28,562	24,619
	2СШ 330 кВ	28,562	24,619
	1с1СШ 150 кВ	22,432	22,822
	1с2СШ 150 кВ	22,432	22,822
	2с1СШ 150 кВ	23,804	20,819
	2с2СШ 150 кВ	23,804	20,819



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Струми КЗ розраховані для максимального складу генеруючого обладнання Дніпровського регіону, об'єднаної схеми мережі 150-330 кВ на шинах 150 та 330 кВ ПС 330 кВ «Південна»

Режим	Місце КЗ	Струм КЗ*, кА	
		3ф	1ф
Максимальний	шини 330 кВ	30.170	30.170
	шини 150 кВ	45,969	43,441

За Програмою підвищення надійності підстанцій для ПС 330 кВ «Південна», має бути проведений аналіз прогнозованого зменшення щорічних витрат електроенергії на власні потреби підстанції, реконструкція якої проводиться в рамках інвестиційних проектів, що фінансуються за кредитні кошти МФО. Розрахунки для проведення даного аналізу є аналогічними до проведених для ПС 330 кВ «Нікопольська», та будуть здійснюватись проектною організацією при розробці ТЕО. Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.1.3 табл. 5.4.1.

5.3.1.77 Реконструкція ПС 330 кВ «Першотравнева», за «Програмою підвищення надійності підстанцій», за підтримки ЄІБ

Існуючий стан підстанції

Підстанція 330 кВ «Першотравнева» введена в експлуатацію в 1958 р. та має напруги 330/150/35/6 кВ. Вона розташована за адресою: м. Кривий Ріг, вул. Байрачна, 2в.

Загальна площа підстанції складає 17 га.

Підстанція підпорядкована Дніпровській ЕС, яка є структурним підрозділом НЕК "Укренерго".

Загальна встановлена потужність АТ та Т:

- АТ1 250 МВА, 330/150/35 кВ (виготовлений в 2016 р.).
- АТ2 250 МВА, 330/150/10 кВ (виготовлений в 1986 р., пройшов капремонт в 2000 р.).
- АТ3 250 МВА, 330/150/35 кВ (виготовлений в 1985 р., пройшов капремонт в 2001 р.).
- Т1 63 МВА, 150/35/6 кВ (виготовлений в 1985 р., пройшов капремонт в 2006 р.).
- Т2 63 МВА, 150/35/6 кВ (виготовлений в 1986 р., пройшов капремонт в 2006 р.).

ВРП 330 кВ виконано за схемою «дві робочі системи шин та обхідна». До ВРП 330 кВ приєднано сім ПЛ 330 кВ:

- Придніпровська ТЕС - Першотравнева;
- Кам'янська - Першотравнева;
- Кременчуцька ГЕС - Першотравнева;
- ПС 330 кВ Південна, ПС 330 кВ Криворізька - Першотравнева;
- ПС 330 кВ Південна, ПС 330 кВ Криворізька - Першотравнева;
- Рудна - Першотравнева;
- Дніпровська 750 кВ - Першотравнева.

ВРП 330 кВ зв'язаний з ВРП 150 кВ за допомогою трьох АТ1, АТ2, АТ3 потужністю 250 МВА кожний.

ВРП 150 кВ побудовано за схемою "дві робочі системи шин та обхідна". До ВРП 150 кВ приєднано дев'ять ПЛ 150 кВ:

- ГПП-2,4 ПівнГЗК – Першотравнева;
- ГПП-2,4 ПівнГЗК – Першотравнева;
- ГПП-3 ПівнГЗК – Першотравнева;
- ГПП-3 ПівнГЗК – Першотравнева;
- ПС 150 кВ Тернівська, Юбілейна, Гвардійська - Першотравнева;
- ПС 150 кВ Тернівська, Юбілейна, Гвардійська - Першотравнева;



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

- Криворізька ТЕЦ - Першотравнева;
- ГПП-4 ЦГЗК- Першотравнева;
- ГПП-4 ЦГЗК - Першотравнева.

ВРП 150 кВ зв'язаний з ВРП 35 кВ за допомогою двох трансформаторів – Т1 та Т2 потужністю 63 МВА. ВРП 35 кВ побудовано за схемою "дві робочі системи шин". До ВРП приєднано сім ПЛ.

Лініями електропередачі 35 кВ ПС 330 кВ «Першотравнева» зв'язана з:

- ПС 35кВ Девладово - дві ЛЗ41 та ЛЗ42;
- ПС 35кВ Рядова - дві ЛЗ47 та ЛЗ48;
- ПС №23,24,50 ПівнГЗК ЛПівнГЗК-31;
- ПС 150кВ Гвардійська - ЛЗ40;
- ПС 35кВ Кам'янопільська - ЛКМП-31.

ЗРП 6 кВ побудовано за схемою «дві робочі системи шин та третя трансферна». 24 масляних вимикачів. До ЗРП приєднано 19 кабельних ліній 6 кВ, три з них до ТВП (560,560,630 кВА).

Проблемні питання

В цілому, незважаючи на солідний вік підстанції, основне обладнання знаходиться в задовільному технічному стані.

Більша частина обладнання, що експлуатується, як і запасні частини до нього, на даний час виробниками вже не виготовляється. Слабкою ланкою в експлуатації є повітряні вимикачі, масляні вимикачі 35 та 6 кВ, роз'єднувачі, масляні трансформатори струму.

Силове обладнання та пристрої РЗА, збору та реєстрації даних загалом вже зношене, фізично та морально застаріле, а деяку його частину вже знято з виробництва.

Опорна ізоляція та обертові колонки роз'єднувачів мають ознаки пошкоджень. Мали місце випадки розшарування ізоляції та появи дефектів опорної ізоляції та деяких елементів розрядників. Пошук та комплектація запасних частин та компонентів до роз'єднувачів усіх класів напруги під час проведення ремонту дуже ускладнені, тому що виробництво цих типів обладнання припинено.

Фарфорова ізоляція (опорні та підвісні ізолятори) фізично зношена та потребує заміни.

Експлуатаційні параметри гумових ущільнень ТС також погіршуються, відбувається процес старіння ізоляції, що призводить до протікання оливи і погіршення експлуатаційних характеристик, а в більшості випадків до відбраковки.

ТС для систем виміру і обліку електроенергії використовуються класу 0,5. В системах обліку електроенергії частково впроваджені нові прилади обліку.

Системи збору даних, вимірювань та обліку електроенергії були частково модернізовані. На підстанції немає повномасштабної системи управління.

Система постійного струму фізично застаріла і обладнання практично відпрацювало свій експлуатаційний термін. Щит постійного струму в задовільному стані (замінений в 2006 році).

Кабельне господарство підстанції характеризується значним ступенем зносу та старіння, включно з опорними конструкціями, які несуть кабелі (кабельні лотки та канали, бетонні плити покриття), а також незадовільним станом великої частки самих кабелів через значний термін експлуатації.

Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче.

Кількість обладнання на ПС-330 кВ «Першотравнева», яке вже було замінено в попередні роки та яке потребує заміни в рамках нового інвестиційного проєкту

Обладнання та системи од. вим. – к-т, шт)	Загалом	Замінено/ в процесі заміни / в задов.стані	Потребує заміни
ВРП 330 кВ			
Автотрансформатори	3	1	2
Вимикачі	12	6	6



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Обладнання та системи од. вим. – к-т, шт)	Загалом	Замінене/ в процесі заміни / в задов.стані	Потребує заміни
Роз'єднувачі	47	0	47
Трансформатори напруги	6	6	0
Трансформатори струму	36	20	16
Розрядники /ОПН	15	9	6
Загороджувачі	13	1	12
Конденсатори зв'язку	38	2	36
ВРП 150 кВ			
Трансформатори	2	0	2
Вимикачі	16	10	6
Роз'єднувачі	57	0	57
Трансформатори напруги	6	6	0
Трансформатори струму	48	30	18
Розрядники /ОПН	21	3	18
Загороджувачі	8	0	8
Конденсатори зв'язку	24	0	24
Пристрої логічного блокування	44		44
ВРП 35 кВ			
Вимикачі	13	0	13
Роз'єднувачі	52	2	50
Трансформатори струму	12	0	12
Трансформатори напруги	12	3	9
Розрядники /ОПН	25	4	21
ТВП	3	0	3
Реактори	5	1	4
Обладнання РЗА (комплект)	1	0	1
Акумуляторні батареї, (комплект)	1	1	0
Зарядні пристрої	3	0	3
Щит постійного струму (комплект)	1	1	0
Щит змінного струму (комплект)	1	1	0
ВРП 6 кВ			
Вимикачі	24	0	24
Роз'єднувачі	74	0	74
Трансформатори напруги	5	0	5
Трансформатори струму	50	0	50
Розрядники /ОПН	6	0	6
Реактори	19	0	19

Протягом 2019 року виконано заміну дугогасильної котушки типу ЗРОМ-275/35 на тип РЗДСОМ-620/35.

Знаходяться на підсиленому контролі:

- високовольтні уводи 150 кВ типу ГМТА-150/630 АТ№3 ф.«А,В» (за результатами ХАРГ) – 2 шт.,



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

- високовольтні уводи 330 кВ типу ГМТПА-330/1000 АТ №3 ф. «С» (за результатами ХАРГ) – 1 шт.,
- трансформатори струму 330 кВ типу ТФКН-330 приєднань Л-208 ф. «А», Л-207 ф. «В» (знаходиться на підсиленому контролі за випробуваннями) – 2 шт.

Потребує заміни:

- повітряні вимикачі 330 кВ, що не відповідають струмам короткого замикання типу ВВН-330 – 4 шт.,
- роз'єднувачі 35 кВ типу РЛНД-35/600– через зношення контактної частини – 10 шт.,
- опорно-стрижневі ізолятори в кількості 1349 шт.

Необхідне встановлення автоматичної системи пожежогасіння автотрансформаторів.

В рамках Програми підвищення надійності підстанцій проведено розрахунки її економічної ефективності. Вхідні дані та результати розрахунків економічної ефективності для ПС 330 кВ Першотравнева наведені нижче.

Дані для розрахунку економічної ефективності Програми підвищення надійності підстанцій ПС 330 кВ «Першотравнева»

Припущення	Од.вим.	Значення показника без реалізації проекту
Ремонти		
КР компресорів	тис.грн	0.0
КР повітряних вимикачів	тис.грн	216.0
ПР компресорів	тис.грн	17.0
ПР повітряних вимикачів	тис.грн	14.5
ТО компресорного господарства	тис.грн	50.0
Операційні витрати на утримання		
е/е на компресорне господарство	МВт/год	116.2
е/е на повітряне господарство	МВт/год	80.0
е/е на побутові потреби ПС	МВт/год	2.7
фонд оплати праці на ПС	тис.грн	2661.5

Обладнання РЗА

В 2012 році відбулась заміна частини схем автоматики та керування вимикачами 150, 330 кВ, але переважна більшість пристроїв РЗА, збору та реєстрації даних зношені або фізично та морально застарілі, а деяку його частину вже знято з виробництва.

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 35, 150 та 330 кВ ПС 330 кВ «Першотравнева» станом на 01.01.2020 р.

Струми КЗ розраховані для діючих нормальної та ремонтних схем мережі Дніпровського регіону при максимальному складі генеруючого обладнання на шинах 35, 150 та 330кВ ПС 330кВ «Першотравнева»

ПС 330 кВ Першотравнева	Режим	Місце КЗ	Струм КЗ*, кА	
			3ф	1ф
	Максимальний (нормальний): АТ2, АТ3 – в роботі, АТ1 – в резерві	1СШ 330кВ	33,345	25,574
		2СШ 330 кВ	33,345	25,574
		1СШ 150 кВ	21,945	22,289



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

ПС 330 кВ Першотравнева	Режим	Місце КЗ	Струм КЗ*, кА	
			3ф	1ф
		2СШ 150 кВ	21,945	22,289
		ш.10 кВ АТ2	30,792	-
		ш.35 кВ АТ3	8,493	

Струми КЗ розраховані для максимального складу генеруючого обладнання Дніпровського регіону, об'єднаної схеми мережі 150-330 кВ на шинах 35, 150 та 330 кВ

ПС 330 кВ «Першотравнева»

ПС 330 кВ Першотравнева	Режим	Місце КЗ	Струм КЗ*, кА	
			3ф	1ф
	Максимальний	шини 330 кВ	34,456	27,311
		шини 150 кВ	35,952	34,098
		ш.35 кВ АТ1	8,634	-
		ш.10 кВ АТ2	31,646	-
		ш.35 кВ АТ3	8,728	-

За Програмою підвищення надійності підстанцій для ПС 330 кВ Першотравнева має бути проведений аналіз прогнозованого зменшення щорічних витрат електроенергії на власні потреби підстанції, реконструкція якої проводиться в рамках інвестиційних проектів, що фінансуються за кредитні кошти МФО. Розрахунки для проведення даного аналізу є аналогічними до проведених для ПС 330 кВ Нікопольська, та будуть здійснюватись проектною організацією при розробці ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.1.4 табл. 5.4.1.

5.3.1.78 Реконструкція ПС 330 кВ «Кам'янська», за «Програмою підвищення надійності підстанцій», за підтримки ЄІБ

Існуючий стан підстанції

Підстанція 330 кВ «Кам'янська» введена в експлуатацію в 1968 р. та має напруги 330/150/35/10 кВ. Вона розташована за адресою: Дніпропетровська обл., Дніпропетровський р-н, територія Степової сільської ради комплекс будівель і споруд №2-п.

Загальна площа підстанції складає 11,88 га.

Підстанція підпорядкована Дніпровській ЕС, яка є структурним підрозділом НЕК "Укренерго".

Загальна встановлена потужність АТ дорівнює 1000 МВА, а саме:

- АТ1 250 МВА, 330/150/10 кВ (виготовлений в 1989 р., пройшов капремонт в 2001 р.)
- АТ2 250 МВА, 330/150/10 кВ (виготовлений в 1986 р., пройшов капремонт в 2013 р.)
- АТ3 250 МВА, 330/150/10 кВ (виготовлений в 1986 р., пройшов капремонт в 1999 р.)
- АТ4 250 МВА, 330/150/10 кВ (виготовлений в 1992 р., пройшов капремонт в 2007 р.)

Схема ВРП 330 кВ складається з:

- двох систем шин та обхідної системи шин;
- 4-х лінійних комірок;
- 2-х комірок блоків АТ;
- однієї комірки шиноз'єднувального вимикача;
- однієї комірки обхідного вимикача;
- 2-х комірок ТН.

Чотири АТ виконують електричний зв'язок між схемою ВРП 150 кВ та схемою ВРП 330 кВ.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Схема ВРП 150 кВ складається з двох секціонованих вимикачами систем шин та однією обхідної системи шин секціонованої роз'єднувачем, 14-ти лінійних комірок, 4-х комірок автотрансформаторів, 2-х комірок шиноз'єднувальних вимикачів, 2-х комірок обхідних вимикачів, 2-х комірок секційних вимикачів, 4-х комірок трансформаторів напруги.

Сторона 10 кВ: кожна група автотрансформаторів має загальний шинний міст 10 кВ, електрично зв'язаний зі стороною 10 кВ кожного АТ через роз'єднувачі; шинний міст 10 кВ, через прохідні ізолятори, потрапляє в будівлю реакторних № 1 та № 2 (для кожного блока АТ), де розміщені загальні (для кожного блока АТ) масляні вимикачі, ТН та реактор.

Сторона 0,4 кВ: з реакторних по КЛ виконується подача напруги 10 кВ на ТВП (1ТСН та 2ТСН) 10/0,4 кВ, а далі – по КЛ 0,4 кВ на ЩВП 0,4 кВ в приміщення ГЩК: 1ТСН – на 1-шу секцію 0,4 кВ, а 2ТСН – на 2-гу секцію 0,4 кВ. Секції 0,4 кВ ЩВП секціоновано секційним автоматом АС-1.

При втраті власних потреб 0,4 кВ – ЩВП (вибіркові приєднання однієї із секцій) можна увімкнути через ТСН-35 напругою 35/0,4 кВ від ПЛ-35 кВ Л-319.

Проблемні питання:

Стан обладнання задовільний, крім роз'єднувачів 330 кВ і 150 кВ та автотрансформаторів які відпрацювали свій ресурс.

Знаходиться на підсиленому контролі:

- автотрансформатор 2АТ, 3АТ, 4АТ (за результатами ХАРГ) – 3 шт.;
- високовольтні уводи 150 кВ типу ГМТБ-150/2000 3АТ ф. «С» (за результатами ХАРГ) - 1 шт.

Потребує заміни:

- роз'єднувачі 150 кВ – 6 од. – через невідповідність струмам навантаження, зношення контактної частини, підшипників;
- опорно-стрижневі ізолятори в кількості 1192 шт.

На території ПС в незадовільному стані знаходиться водопровід технічної води.

Блочна система підключення АТ зі сторони ВРП 330 кВ (один вимикач 330 кВ на два АТ).

Акумуляторна батарея №1 СК-10 фізично зношена та потребує заміни (викривлення електродів, руйнування сепараторів, рясне випадіння шламу, руйнування активного шару пластин).

Залізобетонні портали та залізобетонні опори щогл освітлення мають значні пошкодження бетонного покриття, а деякі знаходяться в аварійному стані.

Деякі будівлі підстанції (дозаторна №1, дозаторна №2, реакторна №1, реакторна №2, насосна пожежогасіння) знаходяться в незадовільному стані.

Система трубопроводу водопостачання пожежних гідрантів знаходиться в неробочому стані та потребує заміни.

Система автоматичного пожежогасіння АТ потребує ремонту та модернізації.

Також слабкою ланкою в експлуатації є АТ, роз'єднувачі, ТВП.

Пристрої РЗА АТ та ПЛ 150 кВ загалом вже зношені, фізично та морально застарілі, а деяку їх частину вже знято з виробництва.

Опорна ізоляція та обертові колонки роз'єднувачів мають ознаки пошкоджень. Мали місце випадки розшарування ізоляції та появи дефектів опорної ізоляції та деяких елементів розрядників. Пошук та комплектація запасних частин та компонентів до роз'єднувачів усіх класів напруги під час проведення ремонту дуже ускладнені, тому що виробництво цих типів обладнання припинено.

Фарфорова ізоляція (опорні та підвісні ізолятори) фізично зношена та потребує заміни.

Системи збору даних, вимірювань та обліку електроенергії були частково модернізовані.

На підстанції немає повномасштабної системи управління.

Кабельне господарство підстанції характеризується значним ступенем зносу та старіння, включно з опорними конструкціями, які несуть кабелі (кабельні лотки та канали, бетонні плити покриття), а також незадовільним станом значної частини самих кабелів через значний термін експлуатації.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче.

Кількість обладнання на ПС 330 кВ «Кам'янська», яке вже було замінено в попередні роки та яке потребує заміни в рамках нового інвестиційного проекту

Обладнання та системи	Загалом	Замінено/ в процесі заміни / в задов.стані	Потребує заміни
ВРП 330 кВ			
АТ	4	0	4
Вимикачі	8	8	0
Роз'єднувачі	35	0	35
ТН	2	2	0
ТС	8	8	0
Розрядники/ОПН	9/3	0/3	9/0
Загороджувачі	5	0	5
Конденсатори зв'язку	5	0	5
ВРП 150 кВ			
Вимикачі	24	24	0
Роз'єднувачі	91	0	91
ТН	4	4	0
ТН	24	24	0
Розрядники /ОПН	12/12	0/12	12/0
Загороджувачі	8	0	8
Пристрої логічного блокування	36		36
Конденсатори зв'язку	10	0	10

В рамках Програми підвищення надійності підстанцій проведено розрахунки її економічної ефективності. Вхідні дані та результати розрахунків економічної ефективності для ПС 330 кВ Кам'янська наведені нижче.

Дані для розрахунку економічної ефективності Програми підвищення надійності підстанцій ПС 330 кВ «Кам'янська»

Припущення	Од.вим.	Значення показника без реалізації проекту
Ремонти		
КР компресорів	тис.грн	0.0
КР повітряних вимикачів	тис.грн	0.0
ПР компресорів	тис.грн	0.0
ПР повітряних вимикачів	тис.грн	0.0
ТО компресорного господарства	тис.грн	0.0
Операційні витрати на утримання		
е/е на компресорне господарство	МВт/год	0.0
е/е на повітряне господарство	МВт/год	1430.9
е/е на побутові потреби ПС	МВт/год	77.5
фонд оплати праці на ПС	тис.грн	2731.7



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Обладнання РЗА

В 2012 році відбулась заміна схем автоматики та керування вимикачами 150, 330 кВ, але переважна більшість пристроїв РЗА, збору та реєстрації даних зношені або фізично та морально застарілі, а деяку його частину вже знято з виробництва.

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 150 та 330 кВ ПС 330 кВ «Кам'янська» станом на 01.01.2020 р.

Струми КЗ розраховані для діючих нормальної та ремонтних схем мережі Дніпровського регіону при максимальному складі генеруючого обладнання на шинах 150 та 330 кВ ПС 330 кВ «Кам'янська»

Режим	Місце КЗ	Струм КЗ, кА	
		3ф	1ф
Нормальний: С-1, С-2 відключені, АТ2 – в резерві.	1СШ 330кВ	25,931	22,768
	2СШ 330 кВ	25,931	22,768
	1с1СШ 150 кВ	21,211	23,668
	1с2СШ 150 кВ	21,211	23,668
	2с1СШ 150 кВ	17,092	17,514
	2с2СШ 150 кВ	17,092	17,514
Максимальний (ремонтний): С-1, С-2 включені, АТ1 – в ремонті.	1СШ 330 кВ	25,691	21,898
	2СШ 330 кВ	25,691	21,898
	1с1СШ 150 кВ	28,858	31,367
	1с2СШ 150 кВ	28,858	31,367
	2с1СШ 150 кВ	28,858	31,367
	2с2СШ 150 кВ	28,858	31,367

Струми КЗ розраховані для максимального складу генеруючого обладнання Дніпровського регіону, об'єднаної схеми мережі 150-330 кВ на шинах 150 та 330 кВ ПС 330 кВ «Кам'янська»

ПС 330 кВ Кам'янська	Режим	Місце КЗ	Струм КЗ*, кА	
			3ф	1ф
	Максимальний	шини 330 кВ	26,836	24,296
		шини 150 кВ	40,793	43,314

За Програмою підвищення надійності підстанцій для ПС 330 кВ «Кам'янська» має бути проведений аналіз прогнозованого зменшення щорічних витрат електроенергії на власні потреби підстанції, реконструкція якої проводиться в рамках інвестиційних проектів, що фінансуються за кредитні кошти МФО. Розрахунки для проведення даного аналізу є аналогічними до проведених для ПС 330 кВ «Нікопольська», та будуть здійснюватись проектною організацією при розробці ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.1.5 табл. 5.4.1.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

5.3.1.79 Реконструкція ПС 330 кВ «Дніпровська», за «Програмою підвищення надійності підстанцій», за підтримки ЄІБ

Існуючий стан підстанції

Підстанція 330 кВ «Дніпровська» введена в експлуатацію в 1974 р. та має напруги 330/150/10 кВ. Вона розташована за адресою: Дніпропетровська обл., Дніпропетровський р-н, Територія Степової сільської ради, комплекс будівель і споруд №2-п. Загальна площа підстанції складає 9,6 га.

Підстанція підпорядкована Дніпровській ЕС, яка є структурним підрозділом НЕК "Укренерго".

Загальна встановлена потужність АТ дорівнює 750 МВА, а саме:

- АТ1 250 МВА, 330/150/10 кВ (виготовлений в 1991 р., пройшов капремонт в 2003 р.)
- АТ2 250 МВА, 330/150/10 кВ (виготовлений в 1976 р., пройшов капремонт в 1992 р.)
- АТ4 250 МВА, 330/150/10 кВ (виготовлений в 1987 р., пройшов капремонт в 2001 р.)

ВРП 330 кВ виконано за схемою «трансформатори-шини з приєднанням ліній через два вимикачі» (330-10). До ВРП 330 кВ приєднано три ПЛ 330 кВ:

- ПЛ Кам'янська – Дніпровська;
- ПЛ Запорізька 750 – Дніпровська;
- ПЛ Придніпровська ТЕС - Дніпровська.

ВРП 330 кВ зв'язаний:

- з ВРП 150 кВ за допомогою трьох АТ: АТ1, АТ2, АТ4 потужністю 250 МВА кожний.

ВРП 150 кВ побудовано за схемою «дві робочі секціоновані і дві обхідні секціоновані системи шин з двома обхідними і двома шиноз'єднувальними вимикачами».

Лініями електропередачі 150 кВ (загалом 14 ліній) ПС 330 кВ «Дніпровська» зв'язана з:

- ПС 330 кВ «Кам'янська»;
- підстанціями 150 кВ «ДТЕК Дніпровські електромережі»: ПС «Вузлова», ПС «ПРЗ-4», ПС «Заводська», ПС «Ливарна»;
- ТЕЦ ДП «ВО «Південний машинобудівний завод».

Електропостачання власних потреб підстанції здійснюється від обмоток НН 10 кВ АТ через три ТВП сумарною потужністю 1820 кВА.

Проблемні питання:

В цілому, незважаючи на солідний вік підстанції, основне обладнання знаходиться в задовільному технічному стані.

Більша частина обладнання, що експлуатується, як і запасні частини до нього, на даний час виробниками вже не виготовляється. Слабкою ланкою в експлуатації є повітряні вимикачі, роз'єднувачі і трансформатори струму.

Силове обладнання та пристрої РЗА, збору та реєстрації даних загалом вже зношене, фізично та морально застаріле, а деяку його частину вже знято з виробництва.

Опорна ізоляція та обертові колонки роз'єднувачів мають ознаки пошкоджень. Мали місце випадки розшарування ізоляції та появи дефектів опорної ізоляції та деяких елементів розрядників. Пошук та комплектація запасних частин та компонентів до роз'єднувачів усіх класів напруги під час проведення ремонту дуже ускладнені, тому що виробництво цих типів обладнання припинено.

Фарфорова ізоляція (опорні та підвісні ізолятори) фізично зношена та потребує заміни.

Експлуатаційні параметри гумових ущільнень ТС також погіршуються, відбувається процес старіння ізоляції, що призводить до протікання оливи і погіршення експлуатаційних характеристик, а в більшості випадків до відбраковки.

ТН та ТС для систем виміру і обліку електроенергії використовуються класу 0,5. В системах обліку електроенергії частково впроваджені нові прилади обліку.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Системи збору даних, вимірювань та обліку електроенергії були частково модернізовані. На підстанції немає повномасштабної системи управління.

Система постійного струму фізично застаріла і обладнання практично відпрацювало свій експлуатаційний термін.

Кабельне господарство підстанції характеризується значним ступенем зносу та старіння, включно з опорними конструкціями, які несуть кабелі (кабельні лотки та канали, бетонні плити покриття), а також незадовільним станом значної частини самих кабелів через значний термін експлуатації.

Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче.

Дані для розрахунку економічної ефективності Програми підвищення надійності підстанцій ПС 330 кВ «Дніпровська»

Припущення	Од.вим.	Значення показника без реалізації проекту
Ремонти		
КР компресорів	тис.грн	30.3
КР повітряних вимикачів	тис.грн	249.2
ПР компресорів	тис.грн	5.1
ПР повітряних вимикачів	тис.грн	121.6
ТО компресорного господарства	тис.грн	16.1
Операційні витрати на утримання		
е/е на компресорне господарство	МВт/год	0.0
е/е на повітряне господарство	МВт/год	2132.2
е/е на побутові потреби ПС	МВт/год	33.9
фонд оплати праці на ПС	тис.грн	2731.7

Кількість обладнання на ПС-330 кВ «Дніпровська», яке вже було замінене в попередні роки та яке потребує заміни в рамках нового інвестиційного проекту

Обладнання та системи	Загалом	Замінене / в процесі заміни / в задов.стані	Потребує заміни
ВРП 330 кВ			
Автотрансформатори	3	0	3
Вимикачі	6	0	6
Роз'єднувачі	20	0	20
Трансформатори напруги	15	0	15
Трансформатори струму	18	0	18
Розрядники/ОПН	9	0	9
Загороджувачі	6	0	6
Конденсатори зв'язку	5	0	5
Пристрої логічного блокування	30		30
ВРП 150 кВ			
Вимикачі	21	0	21



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Обладнання та системи	Загалом	Замінене/ в процесі заміни / в задов.стані	Потребує заміни
Роз'єднувачі	90	0	90
Трансформатори напруги	12	0	12
Трансформатори струму	69	0	69
Розрядники/ОПН	19/3	0	19/3
Загороджувачі	16	0	16
Конденсатори зв'язку	15	0	15
ТВП	3	0	3
Акумуляторні батареї, (комплект)	1	0	1
Зарядні пристрої	3	0	3
Щит постійного струму (комплект)	1	0	1
Щит змінного струму (комплект)	1	0	1

Знаходяться на підсиленому контролі:

- автотрансформатор 2АТ – АТДЦТ-250000/330/150/10,5 (за результатами ХАРГ) – 1 шт.;
- високовольтний увід 150 кВ типу ГМТБ-150/2000 4АТ ф. «С» (за результатами ХАРГ) - 1 шт.
- трансформатор струму типу ТФРМ-330 приєднання Л-235/2 ф. «А» (за результатами випробувань шайб первинної обмотки) – 1 шт.

Потребують заміни:

- компресори типу ВШ-3/40 – 2 шт.,
- опорно-стрижневі ізолятори в кількості 877 шт.,
- повітропровід (експлуатується з 1974 року) – 200 м,
- зовнішній трубопровід технічної води (експлуатується з 1974 року) – 2450 м.

Обладнання РЗА

Переважна більшість пристроїв РЗА, збору та реєстрації даних зношені або фізично та морально застарілі, а деяку його частину вже знято з виробництва.

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 150 та 330 кВ ПС 330 кВ «Дніпровська» станом на 01.01.2020 р.

Струми КЗ розраховані для діючих нормальної та ремонтних схем мережі Дніпровського регіону при максимальному складі генеруючого обладнання на шинах 150 та 330 кВ

ПС 330 кВ «Дніпровська»

ПС 330 кВ Дніпровська	Режим	Місце КЗ	Струм КЗ*, кА	
			3ф	1ф
	Нормальний: С-1, С-2 відключені, всі АТ в роботі.	шини 330 кВ	25,316	22,060
		1с1СШ 150 кВ	20,670	20,037
		1с2СШ 150 кВ	20,670	20,037
		2с1СШ 150 кВ	24,063	24,041
		2с2СШ 150 кВ	24,063	24,041
	Максимальний (ремонтний): С-1, С-2 включені, АТ1 – в ремонті.	шини 330 кВ	24,940	20,943
		1с1СШ 150 кВ	28,771	30,552
		1с2СШ 150 кВ	28,771	30,552
		2с1СШ 150 кВ	28,771	30,552
		2с2СШ 150 кВ	28,771	30,552



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Струми КЗ розраховані для максимального складу генеруючого обладнання Дніпровського регіону, об'єднаної схеми мережі 150-330 кВ на шинах 150 та 330 кВ ПС 330 кВ «Дніпровська»

ПС 330 кВ Дніпропетровська	Режим	Місце КЗ	Струм КЗ*, кА	
			3ф	1ф
	Максимальний	шини 330 кВ	25,995	22,547
		шини 150 кВ	41,623	41,085

За Програмою підвищення надійності підстанцій для ПС 330 кВ «Дніпровська», має бути проведений аналіз прогнозованого зменшення щорічних витрат електроенергії на власні потреби підстанції, реконструкція якої проводиться в рамках інвестиційних проєктів, що фінансуються за кредитні кошти МФО. Розрахунки для проведення даного аналізу є аналогічними до проведених для ПС 330 кВ «Нікопольська», та будуть здійснюватись проєктною організацією при розробці ТЕО. Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.1.6 табл. 5.4.1.

5.3.1.80 Реконструкція ПС 330 кВ «Павлоградська», за «Програмою підвищення надійності підстанцій», за підтримки ЄІБ

Існуючий стан підстанції

Підстанція 330 кВ «Павлоградська» введена в експлуатацію в 1959 р. та має напруги 330/150/35/6 кВ. Вона розташована за адресою: Дніпропетровська обл., м. Павлоград, вул. Терьошкіна, 25. Загальна площа підстанції складає 12,7 га.

Підстанція підпорядкована Дніпровській ЕС, яка є структурним підрозділом НЕК "Укренерго".

Загальна встановлена потужність АТ та Т дорівнює 626 МВА, а саме:

- АТ1 250 МВА, 330/150/35 кВ (виготовлений в 1979 р., пройшов капремонт в 1990 р.).
- АТ2 250 МВА, 330/150/35 кВ (виготовлений в 1990 р., пройшов капремонт в 2002 р.).
- Т1 63 МВА, 150/35/6 кВ
- Т2 63 МВА, 150/35/6 кВ

ВРП 330 кВ виконано за схемою «чотирикутник». До ВРП 330 кВ приєднано дві ПЛ 330 кВ:

- ПДТЕС – Павлоградська;
- Білицька - Павлоградська». Міжсистемна ПЛ 330 кВ.

ВРП 150 кВ побудовано за схемою "дві робочі системи шин та обхідна" До ВРП приєднано 13 ПЛ, а системи шин не мають секціонування.

Таким чином, ВРП 150 кВ необхідно реконструювати з переходом до схеми «дві робочі, секціоновані вимикачами, і обхідна системи шин з двома обхідними і двома шиноз'єднувальними вимикачами». Електропостачання власних потреб підстанції здійснюється від шин 6кВ через два ТВП 6кВ потужністю 630 кВА кожний та від ТВП 35 кВ потужністю 560 кВА.

Проблемні питання

Більша частина обладнання, що експлуатується, як і запасні частини до нього, на даний час виробниками вже не виготовляється. Слабкою ланкою в експлуатації є повітряні вимикачі, роз'єднувачі і ТС.

Силове обладнання та пристрої РЗА, збору та реєстрації даних загалом вже зношене, фізично та морально застаріле, а деяку його частину вже знято з виробництва.

Опорна ізоляція та обертові колонки роз'єднувачів мають ознаки пошкоджень. Мали місце випадки розшарування ізоляції та появи дефектів опорної ізоляції та деяких елементів розрядників. Пошук та комплектація запасних частин та компонентів до роз'єднувачів усіх класів напруги під час проведення ремонту дуже ускладнені, тому що виробництво цих типів обладнання припинено.

Фарфорова ізоляція (опорні та підвісні ізолятори) фізично зношена та потребує заміни.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Експлуатаційні параметри гумових ущільнень ТС також погіршуються, відбувається процес старіння ізоляції, що призводить до протікання оливи і погіршення експлуатаційних характеристик, а в більшості випадків до відбраковки.

Трансформатори струму та напруги для систем виміру і обліку електроенергії використовуються класу 0,5. В системах обліку електроенергії частково впроваджені нові прилади обліку.

Системи збору даних, вимірювань та обліку електроенергії були частково модернізовані. На підстанції немає повномасштабної системи управління.

Система постійного струму фізично застаріла і обладнання практично відпрацювало свій експлуатаційний термін.

Кабельне господарство підстанції характеризується значним ступенем зносу та старіння, включно з опорними конструкціями, які несуть кабелі (кабельні лотки та канали, бетонні плити покриття), а також незадовільним станом значної частини самих кабелів через значний термін експлуатації.

Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче.

Кількість обладнання на ПС 330 кВ «Павлоградська», яке вже було замінено в попередні роки та яке потребує заміни в рамках нового інвестиційного проекту

Обладнання та системи	Загалом	Замінено/ в процесі заміни / в задов.стані	Потребує заміни
ВРП 330 кВ			
Автотрансформатори	2	0	2
Вимикачі	4	0	4
Роз'єднувачі	12	0	12
Трансформатори напруги	6	0	6
Трансформатори струму	12	3	9
Розрядники /ОПН	6	3	3
Загороджувачі	6	0	6
Конденсатори зв'язку	4	0	4
ВРП 150 кВ			
Трансформатори силові 150кВ	2	2	0
Вимикачі	19	0	19
Роз'єднувачі	77	0	77
Трансформатори напруги	12	0	12
Трансформатори струму	57	0	57
Розрядники /ОПН	15	3	12
Загороджувачі	12	0	12
Конденсатори зв'язку	12	0	12
Пристрої логічного блокування	25		25
ТВП	3	1	2
Акумуляторні батареї, (комплект)	1	0	1
Зарядні пристрої	2	2	0
Щит постійного струму (комплект)	1	0	1
Щит змінного струму (комплект)	1	0	1
ВРП 35 кВ: в теперішній підрядним способом виконується реконструкція ВРП-35кВ з повною заміною обладнання			



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Знаходяться на підсиленому контролі:

- автотрансформатор 2АТ (за результатами ХАРГ) – 1 шт.,
- трансформатори струму 330 кВ типу ТФКН-330 приєднань Л-236/2 ф. «А,В,С», Л-236/1 ф. «В,С» (за результатами ХАРГ) – 5 шт.,
- високовольтні уводи 150 кВ типу ГБМТ-150/2000 1АТ ф. «А,С» (за результатами ХАРГ) - 2 шт.
- трансформатор власних потреб типу ТМ-560/35 ЗТВП – 1 шт.

Потребує заміни:

- опорно-стрижневі ізолятори в кількості 610 шт.,
- компресори типу ВШ-3/40 – 4 шт.

В рамках Програми підвищення надійності підстанцій проведено розрахунки її економічної ефективності. Вхідні дані та результати розрахунків економічної ефективності для ПС 330 кВ Павлоградська наведені нижче.

Дані для розрахунку економічної ефективності Програми підвищення надійності підстанцій ПС 330 кВ «Павлоградська»

Припущення	Од.вим.	Значення показника без реалізації проекту
Ремонти		
КР компресорів	тис.грн	37.7
КР повітряних вимикачів	тис.грн	157.0
ПР компресорів	тис.грн	6.7
ПР повітряних вимикачів	тис.грн	72.5
ТО компресорного господарства	тис.грн	26.2
Операційні витрати на утримання		
е/е на компресорне господарство	МВт/год	
е/е на повітряне господарство	МВт/год	1365.1
е/е на побутові потреби ПС	МВт/год	176.0
фонд оплати праці на ПС	тис.грн	2731.7

Обладнання РЗА

Переважна більшість пристроїв РЗА, збору та реєстрації даних зношені або фізично та морально застарілі, а деяку його частину вже знято з виробництва.

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 35, 150 та 330 кВ ПС 330 кВ «Павлоградська» станом на 01.01.2020 р.

Струми КЗ, розраховані для діючих нормальної та ремонтних схем мережі Дніпровського регіону при максимальному складі генеруючого обладнання на шинах 35, 150 та 330 кВ ПС 330 кВ «Павлоградська»

ПС 330 кВ Павлоградська	Режим	Місце КЗ	Струм КЗ*, кА	
			3ф	1ф
	Максимальний (нормальний): всі АТ в роботі.	шини 330 кВ	11,977	10,272
		1СШ 150 кВ	15,869	18,284
		2СШ 150 кВ	15,869	18,284
		ш.35 кВ АТ1	13,912	-
		ш.35 кВ АТ2	8,116	-



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Струми КЗ, розраховані для максимального складу генеруючого обладнання Дніпровського регіону, об'єднаної схеми мережі 150-330 кВ на шинах 35, 150 та 330кВ ПС 330 кВ «Павлоградська»

ПС 330 кВ Павлоградська	Режим	Місце КЗ	Струм КЗ*, кА	
			3ф	1ф
	Максимальний	шини 330 кВ	12,366	10,444
		шини 150 кВ	17,563	19,734
		ш.35 кВ АТ1	14,168	-
		ш.35 кВ АТ2	8,163	-

За Програмою підвищення надійності підстанцій для ПС 330 кВ «Павлоградська» має бути проведений аналіз прогнозованого зменшення щорічних витрат електроенергії на власні потреби підстанції, реконструкція якої проводиться в рамках інвестиційних проєктів, що фінансуються за кредитні кошти МФО. Розрахунки для проведення даного аналізу є аналогічними до проведених для ПС 330 кВ «Нікопольська», та будуть здійснюватись проєктною організацією при розробці ТЕО. Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.1.7 табл. 5.4.1.

5.3.1.81 Реконструкція ПС 330 кВ «Гірнич», за «Програмою підвищення надійності підстанцій», за підтримки ЄІБ

Існуючий стан підстанції

Підстанція 330 кВ «Гірнич» введена в експлуатацію в 1982 р. та має напруги 330/150/35 кВ.

Вона розташована за адресою: Дніпропетровська обл., Широківський р-н, с. Миролюбівка, вул. Садова 51.

Загальна площа підстанції складає 14,5 га.

Підстанція підпорядкована Дніпровській ЕС, яка є структурним підрозділом НЕК "Укренерго".

Загальна встановлена потужність АТ дорівнює 1000 МВА, а саме:

- АТ1 250 МВА, 330/150/35 кВ (виготовлений в 2016 р.)
- АТ2 250 МВА, 330/150/35 кВ (виготовлений в 2016 р.)
- АТ3 250 МВА, 330/150/35 кВ (виготовлений в 1990 р., пройшов капремонт в 2004 р.)
- АТ4 250 МВА, 330/150/35 кВ (виготовлений в 1991 р., пройшов капремонт в 2004 р.)

ВРП 330 кВ виконаний за схемою «трансформатори-шини з приєднанням ліній через два вимикачі»
До ВРП 330 кВ приєднано дві ПЛ 330 кВ:

- ПЛ Криворізька ТЕС №1;
- ПЛ Криворізька ТЕС №2;

ВРП 330кВ зв'язаний:

- з ВРП 150кВ за допомогою чотирьох АТ: АТ1, АТ2, АТ3, АТ4 потужністю 250 МВА кожний.

ВРП 150 кВ побудоване за схемою "дві робочі секціоновані системи шин та обхідна".

До ВРП приєднано 18 ПЛ.

Загальна кількість вимикачів становить 28.

Територія ВРП має можливість розширення ще на 3 вимикачі.

Лініями електропередачі 150 кВ (загалом 4 лінії) ПС 330 кВ «Гірнич» зв'язана з:

- ПС 330 кВ «Південна» по одному дволанцюговому зв'язку 150 кВ (довжина даного транзиту становить 7 702 м.);
- «Криворізька ТЕС» по одному дволанцюговому зв'язку 150 кВ (довжина даного транзиту становить 60 570 м.)



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Електропостачання власних потреб підстанції здійснюється від шин 35кВ через два ТВП потужністю 1000 кВА кожний.

Проблемні питання:

В цілому, незважаючи на вік підстанції, основне обладнання знаходиться в задовільному технічному стані.

Більша частина обладнання, що експлуатується, як і запасні частини до нього, на даний час виробниками вже не виготовляється.

Слабкою ланкою в експлуатації є повітряні вимикачі, масляні вимикачі, високовольтні вводи АТЗ, АТ4, роз'єднувачі, ТС та ТН.

Силові обладнання та пристрої РЗА, збору та реєстрації даних загалом вже зношене, фізично та морально застаріле, а більшу його частину вже знято з виробництва.

Опорно-стрижнева ізоляція опорних та обертових колонок роз'єднувачів мають ознаки пошкоджень. Мали місце випадки розшарування ізоляції та появи дефектів опорної ізоляції та деяких елементів розрядників. Пошук та комплектація запасних частин та компонентів до роз'єднувачів усіх класів напруги під час проведення ремонту дуже ускладнені, тому що виробництво цих типів обладнання припинено.

Експлуатаційні параметри гумових ущільнень ТС також погіршуються, відбувається процес старіння ізоляції, що призводить до протікання оливи і погіршення експлуатаційних характеристик, а в більшості випадків до відбраковки.

ТН та ТС для систем виміру і обліку електроенергії використовуються класу 0,5 та 0,1. В системах обліку електроенергії частково впроваджені нові прилади обліку.

Системи збору даних, вимірювань та обліку електроенергії були частково модернізовані.

На підстанції немає повномасштабної системи управління.

Система постійного струму фізично застаріла і обладнання практично відпрацювало свій експлуатаційний термін.

Кабельне господарство підстанції характеризується значним ступенем зносу та старіння, включно з опорними конструкціями, які несуть кабелі (кабельні лотки та канали, бетонні плити покриття), а також незадовільним станом значної частини самих кабелів через значний термін експлуатації.

Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче.

Кількість обладнання на ПС 330 кВ «Гірнич», яке вже було замінено в попередні роки та яке потребує заміни в рамках нового інвестиційного проекту

Обладнання та системи	Загалом	Замінено/в процесі заміни/в задов.стані	Потребує заміни
ВРП 330 кВ			
Автотрансформатори	4	2	2
Вимикачі	4	0	4
Роз'єднувачі	14	0	14
Трансформатори напруги	6	0	6
Трансформатори струму	12	1	11
Розрядники/ОПН	15	6	9
Загороджувачі	5	0	5
Конденсатори зв'язку	15	0	15
ВРП 150 кВ			
Вимикачі	28	2	26
Роз'єднувачі	108	4	104



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Обладнання та системи	Загалом	Замінене/в процесі заміни/в задов.стані	Потребує заміни
Трансформатори напруги	12	0	12
Трансформатори струму	84	6	78
Розрядники/ОПН	12	6	6
Загороджувачі	20	2	18
Конденсатори зв'язку	45	4	41
Пристрої логічного блокування	49		49
ВРП 35 кВ			
Вимикачі	13	1	12
Роз'єднувачі	36	1	35
Трансформатори напруги	18	3	15
Трансформатори струму	20	3	17
Розрядники/ОПН	18	6	12
ТВП	3	0	3
Реактори	2	2	0
Обладнання РЗА (комплект)	1	0	1
Пристрої логічного блокування	39	0	39
Акумуляторні батареї, (комплект)	1	0	1
Зарядні пристрої	3	0	3
Щит постійного струму (комплект)	1	0	1
Щит змінного струму (комплект)	1	0	1

Протягом 2019 року виконана заміна: автотрансформатора АТДЦТ-250000/330/150/38,5кВ (АТ-1) на новий типу АТДЦТН-250000/330/150/38,5кВ, повітряних вимикачів 150кВ ПТ-1 на елегазовий типу LTB 72.5-170D1/В, 35кВ на вакуумний типу OVB-YBF 40.25.32, трансформатори струму 220кВ ф. «А,В,С» типу ТФНД-220 на елегазові типу ТОГ-170, ТС 35кВ типу ТФЗМ-35В1М1 на ТС з твердою ізоляцією типу GIF 36-58, ТН 35кВ типу ЗНОМ-35-65У1 на ТС з твердою ізоляцією типу TJ07, розрядників 330кВ, 150кВ, 35кВ на відповідні ОПН, роз'єднувача 35кВ АТ-3ОН-1 типу РНД3-35/1000 на аналогічний, встановлено додатково сухий реактор 35кВ РАТ-35 типу РТОС-35-20-10У1, ОПН АТ-31 типу СВК-III 51/10.3

Знаходяться на підсиленому контролі:

- трансформатори струму 330 кВ типу ТРН-330 приєднання Л-225/1 ф. «А,В,С» (за результатами ХАРГ стану ізоляції) – 3 шт.,
- трансформатори струму 330 кВ типу ТРН-330 приєднання Л-225/2 ф. «А,С» (за результатами ХАРГ стану ізоляції) – 2 шт.,
- трансформатори струму 330 кВ типу ТРН-330 приєднання Л-226/2 ф. «А» (за результатами ХАРГ стану ізоляції) – 1 шт.,
- високовольтний увід 330 кВ типу ГМТПБ-330/1000 АТ№3 ф. «А,В» (за результатами ХАРГ) – 2 шт.,
- високовольтні уводи 150 кВ типу ГМТБ-150/2000 АТ №4 ф. «А,В» (за результатами ХАРГ) – 2 шт.

Потребують заміни:

- компресори типу ВШ-3/40 – 2 шт.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

У 2019 році завершені роботи «Технічне переоснащення ПС 330 кВ "Гірничка" з заміною автотрансформатора АТДЦТ-250000/330/150/38,5кВ (АТ-1) на новий типу АТДЦТН-250000/330/150/38,5кВ (з РЗА)».

В рамках Програми підвищення надійності підстанцій проведено розрахунки її економічної ефективності. Вхідні дані та результати розрахунків економічної ефективності для ПС 330 кВ Гірничка наведені нижче.

Дані для розрахунку економічної ефективності Програми підвищення надійності підстанцій ПС 330 кВ «Гірничка»

Припущення	Од.вим.	Значення показника без реалізації проекту
Ремонти		
КР компресорів	тис.грн	65.0
КР повітряних вимикачів	тис.грн	514.3
ПР компресорів	тис.грн	15.0
ПР повітряних вимикачів	тис.грн	34.7
ТО компресорного господарства	тис.грн	28.0
Операційні витрати на утримання		
е/е на компресорне господарство	МВт/год	117.9
е/е на повітряне господарство	МВт/год	96.9
е/е на побутові потреби ПС	МВт/год	2.4
фонд оплати праці на ПС	тис.грн	2139.7

Обладнання РЗА

Переважна більшість пристроїв РЗА, збору та реєстрації даних зношені або фізично та морально застарілі, а деяку його частину вже знято з виробництва.

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 35, 150 та 330 кВ ПС 330 кВ «Гірничка» станом на 01.01.2020 р.

Струми КЗ розраховані для діючих нормальної та ремонтних схем мережі Дніпровського регіону при максимальному складі генеруючого обладнання на шинах 35, 150 та 330 кВ

ПС 330 кВ «Гірничка»

ПС 330 кВ Гірничка	Режим	Місце КЗ	Струм КЗ*, кА	
			3ф	1ф
Нормальний: С-1, С-2 відключені, всі АТ в роботі		шини 330 кВ	19,089	17,353
		1с1СШ 150 кВ	22,130	25,432
		1с2СШ 150 кВ	22,130	25,432
		2с1СШ 150 кВ	17,977	20,047
		2с2СШ 150 кВ	17,977	20,047
		ш.35 кВ АТ1	14,908	-
		ш.35 кВ АТ2	8,370	-
		ш.35 кВ АТ3	8,403	-
		ш.35 кВ АТ4	8,137	-
		Максимальний (ремонтний): С-1, С-2 включені,		шини 330 кВ
1с1СШ 150 кВ	27,120			30,888



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

ПС 330 кВ Гірнич	Режим	Місце КЗ	Струм КЗ*, кА	
			3ф	1ф
	блок АТ1,4 – в ремонті	1с2СШ 150 кВ	27,120	30,888
		2с1СШ 150 кВ	27,120	30,888
		2с2СШ 150 кВ	27,120	30,888
		ш.35 кВ АТ2	8,812	-
		ш.35 кВ АТ3	8,489	-

Струми КЗ розраховані для максимального складу генеруючого обладнання Дніпровського регіону, об'єднаної схеми мережі 150-330 кВ на шинах 35, 150 та 330 кВ ПС 330 кВ «Гірнич»

ПС 330 кВ Гірнич	Режим	Місце КЗ	Струм КЗ*, кА	
			3ф	1ф
	Максимальний	шини 330 кВ	17,688	15,439
		шини 150 кВ	30,404	33,506
		ш.35 кВ АТ1	12,838	-
		ш.35 кВ АТ2	7,272	-
		ш.35 кВ АТ3	6,988	-
		ш.35 кВ АТ4	7,000	-

У 2019 році виконано монтаж, налагодження та введення в промислову експлуатацію автотрансформатора АТ-1 на ПС 330 кВ «Гірнич».

За Програмою підвищення надійності підстанцій для ПС 330 кВ «Гірнич», має бути проведений аналіз прогнозованого зменшення щорічних витрат електроенергії на власні потреби підстанції, реконструкція якої проводиться в рамках інвестиційних проектів, що фінансуються за кредитні кошти МФО. Розрахунки для проведення даного аналізу є аналогічними до проведених для ПС 330 кВ «Нікопольська», та будуть здійснюватись проектною організацією при розробці ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.1.8 табл. 5.4.1.

5.3.1.82 Реконструкція ПС 330 кВ «Мелітопольська», за «Програмою підвищення надійності підстанцій», за підтримки ЄІБ

Існуючий стан підстанції

Підстанція 330 кВ «Мелітопольська» введена в експлуатацію в 1971 р. та мала клас напруги 35/10 кВ. На теперішній час підстанція має клас напруги 330/150/35/10 кВ.

Вона розташована за адресою: Запорізька обл., м. Мелітополь. Загальна площа підстанції складає близько 13 га.

Підстанція підпорядкована Дніпровській ЕС, яка є структурним підрозділом НЕК "Укренерго".

Загальна встановлена потужність АТ та Т дорівнює 939 МВА, а саме:

- АТ1 250 МВА, 330/150/10 кВ (виготовлений в 1973 р., пройшов капремонт в 2002р.).
- АТ2 250 МВА, 330/150/10 кВ (виготовлений в 1990 р., пройшов капремонт в 2004р.).
- АТ3 250 МВА, 330/150/10 кВ (виготовлений в 1991 р., пройшов капремонт в 2004р.).
- Т1 63 МВА, 150/35/10 кВ (виготовлений в 1990 р., пройшов капремонт в 2007р.).
- Т2 63 МВА, 150/35/10 кВ (виготовлений в 1986 р., пройшов капремонт в 2006р.).
- Т3 63 МВА, 150/35/10 кВ (виготовлений в 1972 р., пройшов капремонт в 2008р.).



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

ВРП 330 кВ виконано за схемою «трансформатор-шини з приєднанням ліній через два вимикачі, пультрна». До ВРП 330 кВ приєднано три ПЛ 330 кВ: На даний момент ведуться роботи «Реконструкція ПС 330 кВ «Мелітопольська» для можливості приєднання ПЛ 330 кВ ЦПС ВЕС - ПС «Мелітопольська» по приєднанню до ПС 330 кВ «Мелітопольська» нової ПЛ 330 кВ №245.

ПС приєднана до мереж 330 кВ:

- ПЛ Запорізька ТЕС – «Мелітопольська»;
- ПЛ Молочанська – Мелітопольська;
- ПЛ Мелітопольська – Джанкой;

ВРП 330 кВ зв'язаний:

- з ВРП 150 кВ за допомогою трьох АТ: АТ1, АТ2 та АТ3 потужністю 250 МВА кожний,

Слід відмітити, що автотрансформатор АТ1 знаходиться у резерві і немає РПН. АТ3, який знаходиться у роботі не живить по стороні 10 кВ ЩВП потреб №2, що є недоліком схеми.

ВРП 150 кВ побудоване за схемою «дві робочі, секціоновані вимикачами, і обхідна системи шин з двома обхідними і двома шиноз'єднувальними вимикачами» (150-8).

До ВРП 150 кВ приєднано дванадцять ПЛ 150 кВ:

- ПЛ Мелітопольська - Якимівка;
- ПЛ Мелітопольська - Сокологірне;
- ПЛ Мелітопольська - Приморська150-Приморська ВЕС;
- ПЛ Мелітопольська - Приморська150-Приморська ВЕС;
- ПЛ Мелітопольська - Робоча-Мелітопольська150;
- ПЛ Мелітопольська - Робоча-Мелітопольська150;
- ПЛ Мелітопольська - Нива-Іскра;
- ПЛ Мелітопольська - Нива-Іскра;
- ПЛ Мелітопольська - Волчанська;
- ПЛ Мелітопольська - Волчанська;
- ПЛ Мелітопольська - Ботієвська ВЕС;
- ПЛ Мелітопольська - Ботієвська ВЕС.

ВРП 150 кВ зв'язаний з ВРП 35 кВ за допомогою трьох трансформаторів – Т1 потужністю 63 МВА, Т2 потужністю 63 МВА, Т3 потужністю 63 МВА.

ВРП 150 кВ зв'язаний з ЗРУ 10 кВ за допомогою двох трансформаторів – Т1 потужністю 63 МВА, Т2 потужністю 63 МВА

Слід відмітити, що Т3 знаходиться у резерві. На 1ТН-2 відсутній ОПН. Т1, Т2, Т3 знаходяться на перших секціях 150 кВ, що є недоліком схеми, так як при відключенні одночасно перших секцій 150 кВ втрачається живлення ВРП 35 кВ та ЗРУ 10 кВ з втратою щита власних потреб №1.

ВРП 35 кВ побудовано за схемою "одна секціонована система шин".

ЗРУ 10 кВ побудовано за схемою "дві одиночні секціоновані системи шин" (схема 110-7). Слід відмітити, що до ЗРУ приєднано 25 КЛ, що більше на 2 приєднання, ніж дозволено НТП ЕС.

Електропостачання щита власних потреб №1 підстанції здійснюється від шин 10 кВ через два ТВП потужністю 630 кВА кожний.

Електропостачання щита власних потреб №2 підстанції здійснюється від сторони 10 кВ АТ1 та АТ2 через два ТВП потужністю 630 кВА кожний.

Щити Власних потреб №1 та №2 були реконструйовані у 2018 р.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Проблемні питання:

В цілому, незважаючи на солідний вік підстанції, основне обладнання знаходиться в задовільному технічному стані.

Більша частина обладнання, що експлуатується, як і запасні частини до нього, на даний час виробниками вже не виготовляється. Слабкою ланкою в експлуатації є автотрансформатор АТ1, повітряні вимикачі, роз'єднувачі і ТН та ТС.

Силове обладнання та пристрої РЗА, збору та реєстрації даних загалом вже зношене, фізично та морально застаріле, а деяку його частину вже знято з виробництва.

Опорна ізоляція та обертові колонки роз'єднувачів мають ознаки пошкоджень. Мали місце випадки розшарування ізоляції та появи дефектів опорної ізоляції та деяких елементів розрядників, що призводило до аварійних відключень. Пошук та комплектація запасних частин та компонентів до роз'єднувачів усіх класів напруги під час проведення ремонту дуже ускладнені, тому що виробництво цих типів обладнання припинено.

Фарфорова ізоляція (опорні та підвісні ізолятори) фізично зношена та потребує заміни.

Експлуатаційні параметри гумових ущільнень ТС та ТН також погіршуються, що призводить до протікання оливи та вивід у незапланований ремонт обладнання.

ТС та ТН для систем виміру і обліку електроенергії використовуються класу 0,5. В системах обліку електроенергії частково впроваджені нові прилади обліку.

Системи збору даних, вимірювань та обліку електроенергії були частково модернізовані. На підстанції немає повномасштабної системи управління.

Система постійного струму фізично застаріла і обладнання практично відпрацювало свій експлуатаційний термін. На ПС одна акумуляторна батарея, що є недоліком схеми постійного струму. Кабельне господарство підстанції характеризується значним ступенем зносу та старіння, включно з опорними конструкціями, які несуть кабелі (кабельні лотки та канали, бетонні плити покриття), а також незадовільним станом значної частини самих кабелів через значний термін експлуатації.

Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче.

Кількість обладнання на ПС 330 кВ «Мелітопольська», яке вже було замінено в попередні роки та яке потребує заміни в рамках нового інвестиційного проєкту

Обладнання та системи	Загалом	Замінено/в процесі заміни/в задов.стані	Потребує заміни
ВРП 330 кВ			
Автотрансформатори	3	0	1
Вимикачі	7	7	0
Роз'єднувачі	22	2	20
Трансформатори напруги	15	6	9
Трансформатори струму	21	14	7
Розрядники /ОПН	9	6	3
Загороджувачі	10	2	8
Конденсатори зв'язку	9	2	7
ВРП 150 кВ			



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Трансформатори	3	0	
Вимикачі	24	2	22
Роз'єднувачі с учетом РПГ-3	91	8	83
Трансформатори напруги	14	0	14
Трансформатори струму	72	6	66
Розрядники /ОПН	27	6	21
Загороджувачі	10	0	10
Конденсатори зв'язку	9	0	9
Пристрої логічного блокування	47		47
ВРП 35 кВ			
Вимикачі (з урахуванням РПГ-32)	13	0	13
Роз'єднувачі (з урахуванням ДК)	35	0	33
Трансформатори напруги	2	0	2
Трансформатори струму	18	6	12
Розрядники /ОПН (з урахуванням РВ в нейтралі Тр)	18	0	18
Загороджувачі	3	0	3
Конденсатори зв'язку	3	0	3
ЗРП 10 кВ			
Вимикачі	38	2	36
Роз'єднувачі (С-11-1, С-12-4)	4	0	4
Трансформатори напруги	7	0	7
Трансформатори струму	80	8	72
Розрядники /ОПН	36	6	30
Пристрої логічного блокування			
Акумуляторні батареї, (комплект)	2	0	2
Зарядні пристрої	4	0	4
Щит постійного струму (комплект)	3	1	2
Щит змінного струму (комплект)	2	2	0

Протягом 2019 року виконана заміна обладнання комірок Л-248/1, Л-248/2: два повітряних вимикача 330 кВ замінено на елегазові типу GL-315, шість масляних трансформаторів струму на елегазові типу SAS-362, п'ять роз'єднувачів типу РНДЗ на S2DAT та S2DA2T. Також збудовано нову комірку ВП-2 із встановленням елегазового вимикача типу GL-315, трьох трансформаторів струму типу SAS-362 та двох роз'єднувачів типу S2DA2T. На ПЛ №248 встановлено три ОПН типу 3EL3 276-4PM52-4xA1-Z, встановлено нову акумуляторну батарею типу 5GroE500.

Знаходяться на підсиленому контролі:

- автотрансформатори АТН№1, АТН№2, АТ №3 (за результатами ХАРГ) – 3 шт.
- трансформатор ТН№1 (за результатами ХАРГ) – 1 шт.,
- високовольтні уводи 150 кВ типу ГМТБ-150/2000 АТ №2 ф. «А, В» (за результатами ХАРГ) – 2 шт.,
- високовольтні уводи 150 кВ типу ГБМТУ-150/630 АТ №3 ф. «А,В,С» (за результатами ХАРГ) – 3 шт.,
- високовольтні уводи 150 кВ типу ГМТБ-150/630 ТН№2 ф.«А,В,С», ТН№3 ф. «В,С» (за результатами ХАРГ) – 5 шт.,



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

- високовольтні уводи 330 кВ типу ГМТПБ-330/1000 АТ№1 ф.«В», АТ №2 ф. «А» (за результатами ХАРГ) – 2 шт.,
- трансформатор напруги типу НКФ-330 ТН-331 ф. «С» (за результатами ХАРГ) – 1 шт.

Потребує заміни:

- автотрансформатор 330 кВ АТ№1 типу АТДТЦ-250000/330/150/10 – за результатами обстеження,
- трансформатор напруги 150кВ приєднання 1ТН-2 ф. «А» - 1 од.
- компресори типу ВШ-3/40 – 1 шт.,
- панелі постійного струму – 2 шт.,
- опорно-стрижневі ізолятори в кількості 1446 шт.

В рамках Програми підвищення надійності підстанцій проведено розрахунки її економічної ефективності. Вхідні дані та результати розрахунків економічної ефективності для ПС 330 кВ Мелітопольська наведені нижче.

Дані для розрахунку економічної ефективності Програми підвищення надійності підстанцій ПС 330 кВ «Мелітопольська»

Припущення	Од.вим.	Значення показника без реалізації проекту
Ремонти		
КР компресорів	тис.грн	46.9
КР повітряних вимикачів	тис.грн	3732.2
ПР компресорів	тис.грн	15.1
ПР повітряних вимикачів	тис.грн	90.7
ТО компресорного господарства	тис.грн	12.8
Операційні витрати на утримання		
е/е на компресорне господарство	МВт/год	188.8
е/е на повітряне господарство	МВт/год	16.2
е/е на побутові потреби ПС	МВт/год	796.6
фонд оплати праці на ПС	тис.грн	2594.8

Обладнання РЗА

Переважна більшість пристроїв РЗА, збору та реєстрації даних зношені або фізично та морально застарілі, а деяку його частину вже знято з виробництва.

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 150 та 330 кВ ПС 330 кВ «Мелітопольська» станом на 01.01.2020 р.

Струми КЗ розраховані для діючих нормальної та ремонтних схем мережі Дніпровського Регіону при максимальному складі генеруючого обладнання на шинах 150 та 330 кВ ПС 330 кВ «Мелітопольська»

ПС Мелітопольська	Режим	Місце КЗ	Струм КЗ, кА	
			3ф	1ф
	Нормальний: АТ1 – в резерві.	шини 330 кВ	8,912	8,300
		1с1СШ 150 кВ	10,972	13,091
		1с2СШ 150 кВ	10,972	13,091
		2с1СШ 150 кВ	10,972	13,091



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

ПС Мелітопольська	Режим	Місце КЗ	Струм КЗ, кА	
			3ф	1ф
Максимальний (ремонтний): 2с2СШ 150 кВ – в ремонті, ЛБ – в транзиті, всі АТ в роботі.		2с2СШ 150 кВ	10,972	13,091
		шини 330 кВ	9,145	9,020
		1с1СШ 150 кВ	13,568	16,150
		1с2СШ 150 кВ	13,568	16,150
		2с1СШ 150 кВ	13,568	16,150
		2с2СШ 150 кВ	13,568	16,150

Струми КЗ розраховані для максимального складу генеруючого обладнання Дніпровського регіону, об'єднаної схеми мережі 150-330 кВ на шинах 150 та 330 кВ ПС 330 кВ «Мелітопольська»

ПС 330 кВ Мелітопольська	Режим	Місце КЗ	Струм КЗ*, кА	
			3ф	1ф
Максимальний		шини 330 кВ	10,583	10,117
		шини 150 кВ	15,246	18,352

За Програмою підвищення надійності підстанцій для ПС 330 кВ «Мелітопольська», має бути проведений аналіз прогнозованого зменшення щорічних витрат електроенергії на власні потреби підстанції, реконструкція якої проводиться в рамках інвестиційних проєктів, що фінансуються за кредитні кошти МФО. Розрахунки для проведення даного аналізу є аналогічними до проведених для ПС 330 кВ «Нікопольська», та будуть здійснюватись проєктною організацією при розробці ТЕО. Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.1.9 табл. 5.4.1.

5.3.1.83 Реконструкція ПС 750 кВ «Запорізька», за «Програмою підвищення надійності підстанцій», за підтримки ЄІБ

Існуючий стан підстанції

Підстанція 750 кВ «Запорізька» введена в експлуатацію в 1986 р. та має напруги 750/330/150/35/15,75/6/0,4 кВ.

Вона розташована за адресою: Запорізька обл., Вільнянський р-н, с. Значкове. Загальна площа підстанції складає 38 га.

Підстанція підпорядкована Дніпровській ЕС, яка є структурним підрозділом НЕК "Укренерго".

Загальна встановлена потужність АТ та Т дорівнює 1998 МВА, а саме:

- АТ1 999 МВА, 750/330/15,75 кВ (виготовлений в 1987 р., пройшов капремонт в 2000 р.).
- АТ2 999 МВА, 750/330/15,75 кВ (виготовлений в 1987 р., пройшов капремонт в 1999 р.).

Згідно з Інвестиційною програмою 2017 року, придбано новий реактор шунтуючий РШ-ЗАЕС, а в 2017 - 2018 р.р. планувалося здійснити повний комплекс будівельно-монтажних робіт (БМР) і ввести його в експлуатацію. Наразі ці роботи ще не починались.

ВРП 750 кВ виконаний за схемою «трансформатори-шини з приєднанням ліній через два вимикачі». До ВРП 750 кВ приєднано три ПЛ 750 кВ:

- Запорізька – Дніпровська;
- Запорізька – Донбаська;
- Запорізька – ЗАЕС.

ВРП 750 кВ зв'язаний із ВРП 330 кВ за допомогою двох АТ1 та АТ2 потужністю 999 МВА кожний.

ВРП 330 кВ виконано за полуторною схемою. До ВРП 330 кВ приєднано шість ПЛ 330 кВ:



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

- Запорізька 750 – Дніпро-Донбас №1;
- Запорізька 750 – Дніпро-Донбас №2;
- Запорізька 750 - Запорізька 330;
- Запорізька 750 – Дніпровська;
- Курахівська ТЕС - Запорізька 750 №1;
- Курахівська ТЕС - Запорізька 750 №2.

До ВРП 35 кВ приєднано дві відпайки ПЛ 35 кВ:

- Л525;
- Л671.

Електропостачання власних потреб підстанції здійснюється від шин 6 кВ через два ТВП потужністю 4000 кВА кожний та (або через) два ТВП потужністю 2500 кВА кожний.

Проблемні питання:

Зважаючи на солідний вік підстанції, основне обладнання знаходиться в не задовільному технічному стані.

Більша частина обладнання, що експлуатується, як і запасні частини до нього, на даний час виробниками вже не виготовляється. Слабкою ланкою в експлуатації є масляні вимикачі, роз'єднувачі, розрядники, реактори шунтуючі, ТН та ізоляція.

Силове обладнання та пристрої РЗА, збору та реєстрації даних загалом вже зношене, фізично та морально застаріле, а деяку його частину вже знято з виробництва.

Опорна ізоляція та обертові колонки роз'єднувачів мають ознаки пошкоджень. Мали місце випадки розшарування ізоляції та появи дефектів опорної ізоляції та деяких елементів розрядників. Пошук та комплектація запасних частин та компонентів до роз'єднувачів усіх класів напруги під час проведення ремонту дуже ускладнені, тому що виробництво цих типів обладнання припинено.

Фарфорова ізоляція (опорні та підвісні ізолятори) фізично зношена та потребує заміни.

Експлуатаційні параметри гумових ущільнень ТН також погіршуються, що призводить до протікання оливи.

ТН та ТС для систем виміру і обліку електроенергії використовуються класу 0,5. В системах обліку електроенергії частково впроваджені нові прилади обліку.

Системи збору даних, вимірювань та обліку електроенергії були частково модернізовані. На підстанції немає повномасштабної системи управління.

Система постійного струму фізично застаріла і обладнання практично відпрацювало свій експлуатаційний термін.

Кабельне господарство підстанції характеризується значним ступенем зносу та старіння, включно з опорними конструкціями, які несуть кабелі (кабельні лотки та канали, бетонні плити покриття), а також незадовільним станом значної частини самих кабелів через значний термін експлуатації.

Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче.

Кількість обладнання на ПС 750 кВ «Запорізька», яке вже було замінено в попередні роки та яке потребує заміни в рамках нового інвестиційного проєкту

Обладнання та системи	Загалом	Замінено/ в процесі заміни / в задов.стані	Потребує заміни
ВРП 750 кВ			
Автотрансформатори	2	2	
Вимикачі	8	8	



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Обладнання та системи	Загалом	Замінено/ в процесі заміни / в задов.стані	Потребує заміни
Роз'єднувачі	18		18
Трансформатори напруги	8		8
Трансформатори струму	8	8	
Розрядники /ОПН	5		5
Загороджувачі	9		9
Конденсатори зв'язку	6		6
ВРП 330 кВ			
Вимикачі	9	9	
Роз'єднувачі	22		22
Трансформатори напруги	8	1	7
Трансформатори струму	9	9	
Розрядники/ОПН	4		4
Загороджувачі	12		12
Конденсатори зв'язку	12		12
Пристрої логічного блокування	21		21
ВРП 35 кВ			
Вимикачі	2		2
Роз'єднувачі	6		6
Трансформатори напруги	2		2
Трансформатори струму	0		
Розрядники /ОПН	4		4
ТВП	4		4
Акумуляторні батареї, (комплект)	4		4
Зарядні пристрої	7		7
Щит постійного струму (комплект)	6		6
Щит змінного струму (комплект)	3		3

Протягом 2019 року замінено: трансформатор струму 150 кВ типу ТФНД-220 приєднань С-1 ф.«С» на типу ТФЗМ-150, високовольтний увід 750кВ РШ-ЗАЕС ф. «С» типу ГМРА-750/315 на аналогічний, 15 одиниць опорно-стрижневої ізоляції.

Знаходяться на підсиленому контролі:

- автотрансформатори АТ №1 ф. «А,В,С», АТ №2 ф. «А,В,С» (за результатами ХАРГ) – 6 шт.,
- реактори РШ-ЗАЕС ф. «А,В,С», РШ-Дон ф. «А,В,С» типу РОДЦ-110000/750 (за результатами ХАРГ) – 6 шт.,
- високовольтний ввід 750 кВ типу ГМТПА-750/1000 АТ№1 ф. «В», АТ№2 ф. «В,С», високовольтний ввід 750 кВ типу ГМРА-750/315 РШ-Дон ф. «С», РШ-ЗАЕС ф. «А» (за результатами ХАРГ) – 5 шт.,
- високовольтні вводи 330 кВ типу ГМТПА-330/1000 АТ№2 ф. «А», (за результатами ХАРГ) – 1 шт.,
- високовольтні вводи 150 кВ типу ГМТА-150/2000 АТ№1 ф. «А», АТ№2 ф. «А,С» (за результатами ХАРГ) – 3 шт.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Потребує заміни:

- реактор 750 кВ типу РОДЦ-110000/750 РШ-ЗАЕС ф. «А,В,С» – за результатами обстеження.

В рамках Програми підвищення надійності підстанцій проведено розрахунки її економічної ефективності. Вхідні дані та результати розрахунків економічної ефективності для ПС 750 кВ Зіпорізька наведені нижче.

Дані для розрахунку економічної ефективності Програми підвищення надійності підстанцій ПС 750 кВ «Запорізька»

Припущення	Од.вим.	Значення показника без реалізації проекту
Ремонти		
КР компресорів	тис.грн	66.2
КР повітряних вимикачів	тис.грн	194.8
ПР компресорів	тис.грн	11.6
ПР повітряних вимикачів	тис.грн	165.1
ТО компресорного господарства	тис.грн	12.6
Операційні витрати на утримання		
е/е на компресорне господарство	МВт/год	196.5
е/е на повітряне господарство	МВт/год	2.1
е/е на побутові потреби ПС	МВт/год	1294.8
фонд оплати праці на ПС	тис.грн	2125.1

Обладнання РЗА

Переважна більшість пристроїв РЗА 750, 330 кВ замінені на сучасні мікропроцесорні пристрої. Впровадження нових пристроїв РЗА 750, 330 кВ обумовлене встановленням нового первинного обладнання. Пристрої РЗА 35, 15,75, 6-10 кВ зношені і фізично та морально застарілі.

Обладнання та системи	Загалом	Замінене/ в процесі заміни / в задов.стані	Потребує заміни
Обладнання РЗА 330, 750 кВ (комплект)	1	1	0
Обладнання РЗА 35, 15,75, 6-10 кВ (комплект)	1	0	1

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 330 кВ та 750 кВ ПС 750 кВ «Запорізька» станом на 01.01.2020 р.

Струми КЗ розраховані для діючих нормальної та ремонтних схем мережі Дніпровського регіону при максимальному складі генеруючого обладнання на шинах 330 кВ та 750 кВ ПС 750 кВ «Запорізька»

ПС 750 кВ Запорізька	Режим	Місце КЗ	Струм КЗ*, кА	
			3ф	1ф
	Максимальний (нормальний).	1СШ 750 кВ	19,593	16,777
		2СШ 750 кВ	19,593	16,777
		1СШ 330 кВ	37,096	37,775
		2СШ 330 кВ	37,096	37,775



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Струми КЗ розраховані для максимального складу генеруючого обладнання Дніпровського регіону, об'єднаної схеми мережі 150-330 кВ на шинах 330 кВ та 750 кВ ПС 750 кВ «Запорізька»

ПС 750 кВ Запорізька	Режим	Місце КЗ	Струм КЗ*, кА	
			3ф	1ф
	Максимальний	шини 750 кВ	19,806	16,940
		шини 330 кВ	37,754	38,471

За Програмою підвищення надійності підстанцій для ПС 750 кВ «Запорізька», має бути проведений аналіз прогнозованого зменшення щорічних витрат електроенергії на власні потреби підстанції, реконструкція якої проводиться в рамках інвестиційних проектів, що фінансуються за кредитні кошти МФО. Розрахунки для проведення даного аналізу є аналогічними до проведених для ПС 330 кВ «Нікопольська», та будуть здійснюватись проектною організацією при розробці ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.1.10 табл. 5.4.1.

5.3.1.84 Реконструкція ПС 330 кВ «Кварцит», за «Програмою підвищення надійності підстанцій», за підтримки ЄІБ

Існуючий стан підстанції

ПС 330 кВ «Кварцит» введена в експлуатацію в 1992 році та має напруги 330/150/35 кВ.

Вона розташована за адресою: Кіровоградська область, Долинський р-н, с. Червоне Озеро, вул. Гвардійська, 51. Загальна площа складає 15 га.

Підстанція підпорядкована Дніпровській ЕС, яка є структурним підрозділом НЕК «Укренерго».

Загальна встановлена потужність АТ дорівнює 500 МВА, а саме:

- АТ1, 250 МВА, 330/150/35 кВ (виготовлений в 1988 р., пройшов капремонт в 2005 р.);
- АТ2, 250 МВА, 330/150/35 кВ (виготовлений в 1988 р., пройшов капремонт в 2005 р.).

ВРП 330 кВ виконано за схемою «чотирикутник» (330-9). До ВРП 330 кВ приєднано дві ПЛ 330 кВ:

- ЮУАЕС – Кварцит;
- Рудна – Кварцит.

Слід зазначити, що ПЛ ЮУАЕС – Кварцит, яка будувалася на клас напруги 330 кВ як ще один зв'язок з Південноукраїнською АЕС, наразі знаходиться під охоронною напругою 150 кВ. На лінію подається напруга від 2СЗСШ-150кВ через роз'єднувач Л-262-0 ПС 330к В «Кварцит». Через шинний міст незмонтованого АТ4 проходить по території ВРП 150 кВ та ВРП 330 кВ. Ошинування змонтоване на порталах габариту 330 кВ. На ВРП 330 кВ опускається на шинні опори 330 кВ. По шинним опорам 330 кВ проходить до приймального порталу ПЛ Л-262. ПЛ Л-262 проходить в одному коридорі з ПЛ ЮУАЕС-Кварцит.

ВРП 150 кВ збудований за схемою 150-8 «Дві робочі, секціоновані вимикачами, і обхідна система шин з двома обхідними і двома шиноз'єднувальними вимикачами» (шість ПЛ 150 кВ і два АТ). Усього 15 вимикачів 150 кВ.

Лініями електропередачі 150 кВ (загалом 6 ліній) ПС 330 кВ «Кварцит» зв'язана з:

- ПЛ Тімково;
- ПЛ Бобринець;
- ПЛ Жилпоселок;
- ПЛ С1;
- ПЛ С2.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Електроживлення власних потреб підстанції здійснюється від обох АТ через два ТВП (ТСН-31, ТСН-32) потужністю 630 кВА кожний, а також через резервний ТВП (ТСН-33) потужністю 1000 кВА.

Проблемні питання:

В цілому основне обладнання знаходиться в задовільному технічному стані.

Більша частина обладнання, що експлуатується, як і запасні частини до нього, на даний час виробниками вже не виготовляється. Слабкою ланкою в експлуатації є повітряні вимикачі, роз'єднувачі і ТС.

Повітряне господарство, а саме компресорні установки, є слабким місцем підстанції через лімітоване фінансування запасних частин і їх сумнівну якість при постачанні. Через цей факт компресорні установки постійно виходять з ладу, чим погіршується надійність підстанції.

Знаходяться на підсиленому контролі:

- трансформатор власних потреб ТСН-31 (за результатами вимірювань високовольтних вимірювань),
- високовольтний увід 150 кВ 1АТ фаза «В», типу ГМТБ-150/2000 (за результатами вимірювань на ХАРГ) – 1 шт.,
- високовольтний увід 150 кВ 2АТ фаза «В», типу ГМТА-150/2000 (за результатами вимірювань на ХАРГ) – 1 шт.
- трансформатор струму 330кВ типу ТФРМ-330 приєднання Л261/1 ф. «С» (за результатами випробувань шайб первинної обмотки) – 1 шт. Автоматична установка пожежогасіння, пожежний водовід та пожежні резервуари, пожежні гідранти знаходяться в аварійному стані.

Силове обладнання та пристрої РЗА, збору та реєстрації даних загалом вже зношене, фізично та морально застаріле, а деяку його частину вже знято з виробництва.

Опорна ізоляція та обертові колонки роз'єднувачів мають ознаки пошкоджень. Мали місце випадки розшарування ізоляції та появи дефектів опорної ізоляції та деяких елементів розрядників. Пошук та комплектація запасних частин та компонентів до роз'єднувачів усіх класів напруги під час проведення ремонту дуже ускладнені, тому що виробництво цих типів обладнання припинено.

Фарфорова ізоляція (опорні та підвісні ізолятори) фізично зношена та потребує заміни.

Експлуатаційні параметри гумових ущільнень ТС також погіршуються, відбувається процес старіння ізоляції, що призводить до протікання оливи і погіршення експлуатаційних характеристик, а в більшості випадків до відбраковки.

Системи збору даних, вимірювань та обліку електроенергії були частково модернізовані. На підстанції немає повномасштабної системи управління.

Система постійного струму фізично застаріла і обладнання практично відпрацювало свій експлуатаційний термін.

Кабельне господарство підстанції характеризується значним ступенем зносу та старіння, включно з опорними конструкціями, які несуть кабелі (кабельні лотки та канали, бетонні плити покриття), а також незадовільним станом значної частини самих кабелів.

Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Кількість обладнання на ПС 330 кВ «Кварцит», яке вже було замінено в попередні роки та яке потребує заміни в рамках нового інвестиційного проекту

Обладнання та системи	Загалом	Замінено/ в процесі заміни / в задов. стані	Потребує заміни
ВРП 330 кВ			
Автотрансформатори	2	0	2
Вимикачі	4	0	4
Роз'єднувачі	14	0	14
Трансформатори напруги, фаз	12	0	12
Трансформатори струму, фаз	14	0	14
Розрядники, ОПН, фаз	6	0	6
ВЧ-загороджувачі	6	0	6
Конденсатори зв'язку	7	0	7
ВРП 150 кВ			
Вимикачі	15	0	15
Роз'єднувачі	54	0	54
Трансформатори напруги, фаз	26	0	26
Трансформатори струму, фаз	45	0	45
Розрядники, ОПН, фаз	9	0	9
ВЧ-загороджувачі	5	0	5
Конденсатори зв'язку	5	0	5
Пристрої логічного блокування	21		21
Власні потреби, РЗА, компресорні установки			
ТВП	3	1	2
Обладнання РЗА (комплект)	1	0	1
Акумуляторні батареї	1	0	1
Зарядні пристрої	2	0	2
Щит постійного струму (комплект)	1	0	1
Щит змінного струму (комплект)	1	0	1
Компресорні установки	3	0	3

В рамках Програми підвищення надійності підстанцій проведено розрахунки її економічної ефективності. Вхідні дані та результати розрахунків економічної ефективності для ПС 330 кВ Кварцит наведені нижче.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Дані для розрахунку економічної ефективності Програми підвищення надійності підстанцій
ПС 330 кВ «Кварцит»

Припущення	Од.вим.	Значення показника без реалізації проекту
Ремонти		
КР компресорів	тис.грн	0.0
КР повітряних вимикачів	тис.грн	140.0
ПР компресорів	тис.грн	4.4
ПР повітряних вимикачів	тис.грн	40.2
ТО компресорного господарства	тис.грн	37.4
Операційні витрати на утримання		
е/е на компресорне господарство	МВт/год	226.7
е/е на повітряне господарство	МВт/год	140.0
е/е на побутові потреби ПС	МВт/год	92.6
фонд оплати праці на ПС	тис.грн	2731.7

Обладнання РЗА

Переважна більшість пристроїв РЗА, збору та реєстрації даних зношені або фізично та морально застарілі, а деяку його частину вже знято з виробництва.

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 35, 150 та 330кВ ПС 330кВ «Кварцит» станом на 01.01.2020 р.

Струми КЗ розраховані для діючих нормальної та ремонтних схем мережі Дніпровського регіону при максимальному складі генеруючого обладнання на шинах 35, 150 та 330 кВ ПС 330 кВ «Кварцит»

ПС 330 кВ Кварцит	Режим	Місце КЗ	Струм КЗ*, кА	
			3ф	1ф
	Нормальний: АТ2 – в резерві.	шини 330 кВ	10,556	7,646
		1 секція 150 кВ	7,913	8,600
		2 секція 150 кВ	7,913	8,600
		ш.35 кВ АТ1	6,761	-
	Максимальний (ремонтний): АТ1, АТ2 – в роботі, Л83к – в ремонті.	шини 330 кВ	10,093	8,019
		1 секція 150 кВ	9,954	10,723
		2 секція 150 кВ	9,954	10,723
		ш.35 кВ АТ1	7,501	-
		ш.35 кВ АТ2	7,475	-



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Струми КЗ розраховані для максимального складу генеруючого обладнання Дніпровського регіону, об'єднаної схеми мережі 150-330 кВ на шинах 35, 150 та 330 кВ ПС 330 кВ «Кварцит»

ПС 330 кВ Кварцит	Режим	Місце КЗ	Струм КЗ*, кА	
			3ф	1ф
	Максимальний	шини 330 кВ	11,847	9,313
		шини 150 кВ	15,355	15,901
		ш.35 кВ АТ1	8,004	-
		ш.35 кВ АТ2	8,004	-

За Програмою підвищення надійності підстанцій для ПС 330 кВ «Кварцит», має бути проведений аналіз прогнозованого зменшення щорічних витрат електроенергії на власні потреби підстанції, реконструкція якої проводиться в рамках інвестиційних проектів, що фінансуються за кредитні кошти МФО. Розрахунки для проведення даного аналізу є аналогічними до проведених для ПС 330 кВ «Нікопольська», та будуть здійснюватись проектною організацією при розробці ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.1.11 табл. 5.4.1.

5.3.1.85 Реконструкція ПС 750 кВ «Південнодонбаська», за «Програмою підвищення надійності підстанцій», за підтримки ЄІБ

Підстанція 750 кВ «Південнодонбаська» введена в експлуатацію в 1990 р. та має напруги 750/330/35/15,75/6 кВ.

Вона розташована за адресою: Донецька обл., Нікольський р-н, с. Кременівка. Загальна площа підстанції складає 38,22 га.

Підстанція підпорядкована Дніпровській ЕС, яка є структурним підрозділом НЕК "Укренерго".

Загальна встановлена потужність АТ та Т дорівнює 1 998 МВА, а саме:

- АТ1 фаза «А» 333 МВА, АОДЦТН-333000/750/330/15,75-У1 (виготовлений в 1989 р., пройшов капремонт в 2006 р.).
- АТ1 фаза «В» 333 МВА, АОДЦТН-333000/750/330/15,75-У1 (виготовлений в 1989 р., пройшов капремонт в 2005 р.).
- АТ1 фаза «С» 333 МВА, АОДЦТН-333000/750/330/15,75-У1 (виготовлений в 1989 р., пройшов капремонт в 2005 р.).
- АТ2 фаз .«А» 333 МВА, АОДЦТН-333000/750/330/15,75-У1 (виготовлений в 1989 р., пройшов капремонт в 2009 р.).
- АТ2 фаза «В» 333 МВА, АОДЦТН-333000/750/330/15,75-У1 (виготовлений в 1989 р., пройшов капремонт в 2014 р.).
- АТ2 фаза «С» 333 МВА, АОДЦТН-333000/750/330/15,75-У1 (виготовлений в 1989 р., пройшов капремонт в 2011 р.).

ВРП 750 кВ виконано за схемою чотирикутника з двома системами шин 750 кВ. До ВРП 750 кВ приєднано дві ПЛ 750 кВ:

- ЗАЕС - Південнодонбаська;
- Південнодонбаська –Донбаська.

ВРП 750 кВ зв'язана з ВРП 330 кВ за допомогою двох груп однофазних автотрансформаторів АТ1 та АТ2, всього 6 фаз, потужністю 333 МВА кожна фаза.

Слід відмітити, що АТ1 та АТ2 750/330 кВ приєднані до ВРП 750 кВ та ВРП 330 кВ лише через роз'єднувачі без вимикачів, що є недоліком схеми.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

До ПЛ 750 кВ ЗАЕС – Південнодонбаська приєднана група однофазних реакторів типу РОДЦ-110000/750:

- реактор шунтуючий фаза «А» - виготовлений в 1990 р., пройшов капремонт в 2006 р.
- реактор шунтуючий фаза «В» - виготовлений в 1981 р., пройшов капремонт в 2017 р.
- реактор шунтуючий фаза «С» - виготовлений в 1990 р., пройшов капремонт в 2002 р.

ВРП 330 кВ побудоване за схемою чотирикутника з двома системами шин 330 кВ. До ВРП 330 кВ приєднано дві ПЛ 330:

- Південнодонбаська – Зоря (А);
- Південнодонбаська – Зоря (Б).

Основним джерелом електропостачання власних потреб підстанції здійснюється від АТ1 і АТ2 через два ТВП 15,75/6 кВ потужністю 4000 кВА кожний.

Резервним джерелом живлення власних потреб є один ТВП 35/6 кВ.

Проблемні питання:

Більша частина обладнання, що експлуатується, як і запасні частини до нього, на даний час виробниками вже не виготовляється. Слабкою ланкою в експлуатації є АТ, роз'єднувачі, маслонаповнені ТН та ТС, акумуляторні батареї типу СК, обладнання щита постійного струму, обладнання власних потреб, вентильні розрядники.

Згідно висновкам експертної оцінки, виконаної ДП «Вінницький ЕТЦ Держпраці» № 05.09.04-116.18 від 04.12.2018 р., визначено, що автотрансформатор АТ2 фаза «В» зав.№ 142052 1990 р. виготовлення не відповідає вимогам нормативно-правових актів, знаходиться у незадовільному стані та підлягає заміні. Основні дефекти обладнання ПС в таблиці нижче:

№ з/п	Найменування об'єктів, обладнання	Тип обладнання	Кількість	Характеристика "вузького місця"	Заходи щодо ліквідації "вузьких місць"	Обґрунтування
1	АТ1 ф. «В»	АТ АОДЦТН-333000/750/3 30 У1 №139608	1 фаза	CO ₂ =3046 ррт при нормі не більше 3000 ррт; CO=697 ррт при нормі не більше 600 ррт. Загальний газовміст =3,44 % об. при нормі не більше 2,0 % об.	Встановлений посилений контроль по ХАРГ	Протокол № 534 від 17.12.18
2	АТ2 ф. «С»	АТ АОДЦТН-333000/750/3 30 У1 №140323	1 фаза	CO=618 ррт при нормі не більше 600 ррт. Загальний газовміст =3,28 % об. при нормі не більше 2,0 % об.	Встановлений посилений контроль по ХАРГ	Протокол № 542 від 18.12.18



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

№ з/п	Найменування об'єктів, обладнання	Тип обладнання	Кількість	Характеристика "вузького місця"	Заходи щодо ліквідації "вузьких місць"	Обґрунтування
3	АТ2 ф. «А»	АТ АОДЦТН-333000/750/3 30 У1 №142053	1 фаза	CO=984 ррт при нормі не більше 600 ррт; CO ₂ =3211 ррт при нормі не більше 3000 ррт Загальний газовміст =5,59 % об. при нормі не більше 4,0 % об.	Призначено прискорений ХАРГ масла 1 раз на 3 міс., проведення перевірки герметичності баку, стану захисної плівки та дегазацію масла.	Протокол № 538 від 18.12.18
		Вибірник РПН РНОА-35/1250		CO ₂ =3214 ррт при нормі не більше 3000 ррт; CO= 959 ррт при нормі не більше 600 ррт Загальний газовміст =5,35 % об. при нормі не більше 4,0 % об.	Встановлений посилений контроль по ХАРГ. Заплановано дегазацію масла у 2020 році.	Протокол № 539 від 18.12.18
4	АТ2 ф. «В»	АТ АОДЦТН-333000/750/3 30 У1 №142052	1 фаза	H ₂ =4752 ррт при нормі не більше 100 ррт; CH ₄ =295 ррт при нормі не більше 100 ррт	Призначено прискорений ХАРГ масла 1 раз на тиждень. Заплановано проведення дегазації масла.	Протокол № 540 від 18.12.18
		Вибірник РПН РНОА-35/1250		H ₂ =4691 ррт при нормі не більше 100 ррт; CH ₄ =294 ррт при нормі не більше 100 ррт.	Встановлений посилений контроль по ХАРГ. Заплановано дегазацію масла у 2020 році	Протокол № 541 від 18.12.18



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

№ з/п	Найменування об'єктів, обладнання	Тип обладнання	Кількість	Характеристика "вузького місця"	Заходи щодо ліквідації "вузьких місць"	Обґрунтування
5	Реактор ПЛ-750 кВ ЗАЕС» ф. «С»	Реактор РОДЦ-110000/750 №1403323	1 фаза	Концентрація CO=1398 ррт при нормі не більше 600 ррт; CO ₂ =6508 ррт при нормі не більше 6000 ррт Загальний газовміст =7,48 % об. при нормі не більше 4,0 % об.	Призначено прискорений ХАРГ масла 1 раз на 2 тижні, проведення перевірки герметичності баку, стану захисної плівки та дегазацію масла	Протокол № 546 від 18.12.18
6	Реактор ПЛ-750 кВ ЗАЕС» ф. «А»	Реактор РОДЦ-110000/750 №1383414	1 фаза	CO ₂ =9591 ррт при нормі не більше 6000 ррт; CO=772 ррт при нормі не більше 600 ррт; C ₂ H ₄ =133 ррт при нормі не більше 100 ррт. Загальний газовміст =3,1 % об. при нормі не більше 2,0 % об.	Встановлений посилений контроль по ХАРГ і ФХА, проведення перевірки герметичності баку, стану захисної плівки.	Протокол № 544 від 18.12.18
7	Реактор ПЛ-750 кВ ЗАЕС» ф. «В»	Реактор РОДЦ-110000/750 №1187503	1 фаза	Вологовміст = 19,0 г/т при нормі не більше 10 г/т	Встановлений посилений контроль по ФХА, проведення перевірки герметичності баку, стану захисної плівки.	Протокол № 545 від 18.12.18
8	ТС 750 кВ приєд. "ПЛ ЗАЕС" ф."А" верхн.блок	Трансформатор струмуТФРМ-750 У1	1 фаза	CO=697 ррт при нормі 3 рівня 600-800 ррт.	Встановлений посилений контроль по ХАРГ, передбачити заміну	Протокол № 518 від 23.11.18

ТВП №1 має знижений опір основної ізоляції.

Силове обладнання та пристрої РЗА, збору та реєстрації даних частково замінене, але загалом вже зношене, фізично та морально застаріле.

Фарфорова ізоляція (опорні ізолятори, опорні та поворотні колонки роз'єднувачів) фізично зношена та потребує заміни. Опорна ізоляція та обертові колонки роз'єднувачів мають ознаки пошкодження.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Мали місце випадки розшарування ізоляції та появи дефектів опорної ізоляції та деяких елементів розрядників. Пошук та комплектація запасних частин та компонентів до роз'єднувачів усіх класів напруги під час проведення ремонту дуже ускладнені, тому що виробництво цих типів обладнання припинено.

Слабким місцем також є пола ошиновка ВРП 750 кВ, яка має схильність до зламу на виході з апаратних затискачів обладнання в процесі експлуатації.

Експлуатаційні параметри гумових ущільнень ТС також погіршуються, відбувається процес старіння ізоляції, що призводить до протікання оливи і погіршення експлуатаційних характеристик, а в більшості випадків до відбраковки.

ТН та ТС для систем виміру і обліку електроенергії використовуються класу 0,5 та 0,2. В системах обліку електроенергії частково впроваджені нові прилади обліку.

Системи збору даних, вимірювань та обліку електроенергії були частково модернізовані. На підстанції немає повномасштабної системи управління.

Система постійного струму фізично застаріла і обладнання практично відпрацювало свій експлуатаційний термін. Корпуси елементів акумуляторних батарей виконані з бакеліту, який фізичне зношений та має значну кількість просочувань.

Кабельне господарство підстанції під час реконструкції комірок на ВРП 750 кВ та 330 кВ було частково замінено, але значна частина має ознаки фізичного зносу та старіння, включно з опорними конструкціями, які несуть кабелі (кабельні лотки та канали, бетонні плити покриття), а також незадовільним станом значної частини самих кабелів через значний термін експлуатації.

Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче.

Кількість обладнання на ПС 750 кВ «Південнодонбаська», яке вже було замінено в попередні роки та яке потребує заміни в рамках нового інвестиційного проєкту

Обладнання та системи	Загалом	Замінено/ в процесі заміни / в задов. стані	Потребує заміни
ВРП 750 кВ			
Автотрансформатори	6	0	1
Реактори шунтуючі	3*	0	1*
Вимикачі	5	5	0
Роз'єднувачі	13	0	13
Трансформатори напруги, од.(1 фаза)	18	1	17
Трансформатори струму, од. (1 фаза)	15	1	14**
Розрядники 750 кВ	9	0	9
Загороджувачі	12	0	12
ВРП 330 кВ			
Вимикачі	4	4	0
Роз'єднувачі	14	0	14
Трансформатори напруги, од.(1 фаза)	12	0	12
Трансформатори струму, од.(1 фаза)	12	11	1
Розрядники 330 кВ	12	0	12
Загороджувачі	5	0	5
Конденсатори зв'язку	5	0	5
Пристрої логічного блокування	18		18



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Обладнання та системи	Загалом	Замінене/ в процесі заміни / в задов. стані	Потребує заміни
Інше			
ТВП	3	0	3
Обладнання РЗА (комплект)	1	0	1
Акумуляторні батареї, (комплект)	2	0	2
Зарядні пристрої	4	0	4
Щит постійного струму (комплект)	1	0	1
Щит змінного струму (комплект)	1	0	1

В рамках Програми підвищення надійності підстанцій проведено розрахунки її економічної ефективності. Вхідні дані та результати розрахунків економічної ефективності для ПС 750 кВ Південнодонбаська наведені нижче.

Дані для розрахунку економічної ефективності Програми підвищення надійності підстанцій ПС 750 кВ «Південнодонбаська»

Припущення	Од.вим.	Значення показника без реалізації проекту
Ремонти		
КР компресорів	тис.грн	0.0
КР повітряних вимикачів	тис.грн	0.0
ПР компресорів	тис.грн	0.0
ПР повітряних вимикачів	тис.грн	0.0
ТО компресорного господарства	тис.грн	0.0
Операційні витрати на утримання		
е/е на компресорне господарство	МВт/год	0.0
е/е на повітряне господарство	МВт/год	0.0
е/е на побутові потреби ПС	МВт/год	186.7
фонд оплати праці на ПС	тис.грн	2016.3

Обладнання РЗА

Переважна більшість пристроїв РЗА 750, 330 кВ замінені на сучасні мікропроцесорні пристрої. Впровадження нових пристроїв РЗА 750, 330 кВ обумовлене встановленням нового первинного обладнання. Пристрої РЗА 35, 15,75, 6-10 кВ зношені і фізично та морально застарілі.

Обладнання та системи	Загалом	Замінене/ в процесі заміни / в задов. стані	Потребує заміни
Обладнання РЗА 330, 750 кВ (комплект)	1	1	0
Обладнання РЗА 35, 15,75, 6-10 кВ (комплект)	1	0	1

На даний час встановлені реактори лише по приєднанню ПЛ 750 кВ ЗАЕС. За проектом підстанції передбачено встановлення реакторів також по приєднанню ПЛ 750 кВ Донбаська, тому є потреба у відновленні повнореакторної схеми по ПЛ 750 кВ Донбаська (передбачені роботи за окремим проектом «Реконструкція ПС з заміною обладнання в комірці шунтуючого реактора 750 кВ ПЛ



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Донбаська ф А, В, С на ПС 750 кВ "Південнодонбаська" Донецька обл., Нікольський район, с. Кременівка, вул. Южнодонбаська, 1». На даний час є затверджене завдання на проектування). Заміні підлягають усі ТС типу ТФРМ-750 та ТОГ-765. Заміну 3 од. ТС 750 кВ типу ТОГ-765 вже передбачено проектом «Технічне переоснащення ВРП-750 кВ (інв. №8220) на ПС 750 кВ "Південнодонбаська" із заміною трансформаторів струму ТОГ-750 кВ (ф.А,В,С) приєднання ТС ЕВ 1 СШ 750 кВ ПЛ ЗАЕС на нові елегазові.

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 750 та 330 кВ ПС 750 кВ «Південнодонбаська» на станом на 01.01.2020 р.

Струми КЗ розраховані для максимального складу генеруючого обладнання Дніпровського регіону, об'єднаної схеми мережі 150-330 кВ на шинах 35, 150 та 330 кВ ПС 330 кВ «Південнодонбаська»

Системи шин	І кз (Зф), кА	І кз (1ф), кА
750 кВ	10,226	9,762
330 кВ	17,025	19,806

За Програмою підвищення надійності підстанцій для ПС 750 кВ «Південнодонбаська», має бути проведений аналіз прогнозованого зменшення щорічних витрат електроенергії на власні потреби підстанції, реконструкція якої проводиться в рамках інвестиційних проєктів, що фінансуються за кредитні кошти МФО. Розрахунки для проведення даного аналізу є аналогічними до проведених для ПС 330 кВ «Нікопольська», та будуть здійснюватись проєктною організацією при розробці ТЕО. Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.1.12 табл. 5.4.1.

5.3.1.86 Реконструкція ПС 330 кВ «Дніпро-Донбас», за програмою «Підвищення ефективності передачі електроенергії», за підтримки KfW

Існуючий стан підстанції

Підстанція 330 кВ «Дніпро-Донбас» введена в експлуатацію в 1940 р. та має напруги 330/150/35/. Розташована за адресою: м. Запоріжжя, вул. Автодорожна 3а.

Загальна площа підстанції складає 18.6 га.

Підстанція підпорядкована Дніпровській ЕС, яка є структурним підрозділом НЕК "Укренерго".

Загальна встановлена потужність АТ дорівнює 750 МВА, а саме:

- АТ2 250 МВА, 330/150/35 кВ (дата вводу в експлуатацію - 1984 р., пройшов капітальний ремонт в 1996 р.).
- АТ3 250 МВА, 330/150/35 кВ (дата вводу в експлуатацію в 1986 р., пройшов капітальний ремонт в 2010 р.).
- АТ4 250 МВА, 330/150/35 кВ (дата вводу в експлуатацію в 1984 р., пройшов капітальний ремонт в 2008 р.).

В 2017 - 2018 рр. почали здійснювати будівельно-монтажні роботи з установки нового автотрансформатора АТ1 типу АТДЦТН-250000/330/158/38.5, ЛТ №1-35кВ, ДК-31 35кВ. На 2019 рік роботи були призупинені.

В жовтні 2018 р. розпочалися роботи з технічного переоснащення ВРП 330 кВ за контрактом «Технічне переоснащення ПС 330кВ «Криворізька» та ПС 330кВ «Дніпро-Донбас» №01-4/4423-15 від 28.12.2015

ВРП 330 кВ виконано за схемою: «дві робочі системи шин та дві обхідні системи шин» з одним вимикачем на коло та одним шиноз'єднувальним вимикачем та одним обхідним вимикачем. До ВРП 330 кВ приєднано п'ять ПЛ 330 кВ:

- Дніпро-Донбас – Запорізька750 №1;
- Дніпро-Донбас – Запорізька750 №2;



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

- Дніпро-Донбас – Запорізька 330;
- Дніпро-Донбас – Молочанська;
- Дніпро-Донбас – Правобережна.

ВРП 330 кВ зв'язаний:

- з ВРП 150 кВ за допомогою трьох АТ2, АТ3 та АТ4 потужністю 250 МВА кожний.

ВРП 150 кВ виконано за схемою "дві робочі системи шин секціоновані вимикачем та одна обхідна секціонована роз'єднувачем" з одним вимикачем на коло. До ВРП 150 кВ приєднано чотирнадцять ПЛ 150 кВ:

- ПЛ Дніпро-Донбас330 – Запорізька330 – ПС 150 кВ «М-2» – ПС 150 кВ «М-3»;
- ПЛ Дніпро-Донбас330 – Запорізька330 – ПС 150 кВ «М-1» – ПС 150 кВ «Полімерна»;
- ПЛ Дніпро-Донбас330 – ПС 150 кВ «М-5» – ПС 150 кВ «М-13» – ПС 150 кВ «М-14»;
- ПЛ Дніпро-Донбас330 – ПС 150 кВ «Металургія-5» – ПС 150 кВ «Металургія-13» – ПС 150 кВ «Металургія-14»;
- ПЛ Дніпро-Донбас330 – ПС 150 кВ «Металургія-2» – ПС 150 кВ «Феросплавна-1»;
- ПЛ Дніпро-Донбас330 – ПС 150 кВ «Металургія-2» – ПС 150 кВ «Феросплавна-1»;
- ПЛ Дніпро-Донбас330 – ПС 150 кВ «ЛБ-2»;
- ПЛ Дніпро-Донбас330 – ПС 150 кВ «Н3»;
- ПЛ Дніпро-Донбас330 – ПС 150 кВ «Н3»;
- ПЛ Дніпро-Донбас330 – ПС 150 кВ «ЗАІ» – ПС 150 кВ «А-2»;
- ПЛ Дніпро-Донбас330 – ПС 150 кВ «ЗАІ» – ПС 150 кВ «А-1»;
- ПЛ Дніпро-Донбас330 – ПС 150 кВ «Лікарняна» – ПС 150 кВ «А-2» – ПС 150 кВ «Комунальна»;
- ПЛ Дніпро-Донбас330 – ПС 150 кВ «Лікарняна» – ПС 150 кВ «А-1» – ПС 150 кВ «Комунальна»;
- ПЛ Дніпро-Донбас330 – ПС 150 кВ «Таврійська тягова» – ПС 150 кВ «Марганецька».

ВРП 150 кВ зв'язаний:

- з ВРП 35 кВ за допомогою трьох АТ2 (через лінійний трансформатор ЛТ №2 потужністю 63 МВА), АТ3 та АТ4 потужністю 250 МВА кожний.

ВРП 35 кВ виконано за схемою "дві робочі системи шин (1 система шина секціонована вимикачем" з одним вимикачем на коло). До ВРП 35 кВ приєднано дванадцять ПЛ 35 кВ:

від шин 0,4 кВ через два ТВП потужністю 1000 кВА кожний.

Електропостачання господарських потреб підстанції здійснюється від КРУН 10 кВ через два ТВП потужністю 1000 кВА та 1600 кВА.

Проблемні питання:

В цілому, незважаючи на солідний вік підстанції, основне обладнання знаходиться в задовільному технічному стані.

Більша частина обладнання, що експлуатується, як і запасні частини до нього, на даний час виробниками вже не виготовляється. Слабкою ланкою в експлуатації є повітряні вимикачі, роз'єднувачі і ТС.

Силове обладнання та пристрої РЗА, збору та реєстрації даних загалом вже зношене, фізично та морально застаріле, а деяку його частину вже знято з виробництва.

Опорна ізоляція та обертові колонки роз'єднувачів мають ознаки пошкоджень. Мали місце випадки розшарування ізоляції та появи дефектів опорної ізоляції та деяких елементів розрядників. Пошук та комплектація запасних частин та компонентів до роз'єднувачів усіх класів напруги під час проведення ремонту дуже ускладнені, тому що виробництво цих типів обладнання припинено.

Фарфорова ізоляція (опорні та підвісні ізолятори) фізично зношена та потребує заміни.

Експлуатаційні параметри гумових ущільнень ТС та ТН також погіршуються, що призводить до протікання оливи.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

ТН та ТС для систем виміру і обліку електроенергії використовуються класу 0,5. В системах обліку електроенергії частково впроваджені нові прилади обліку.

Системи збору даних, вимірювань та обліку електроенергії були частково модернізовані. На підстанції немає повномасштабної системи управління.

Система постійного струму фізично застаріла і обладнання практично відпрацювало свій експлуатаційний термін.

Кабельне господарство підстанції характеризується значним ступенем зносу та старіння, включно з опорними конструкціями, які несуть кабелі (кабельні лотки та канали, бетонні плити покриття), а також незадовільним станом значної частини самих кабелів через значний термін експлуатації.

Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче.

Кількість обладнання на ПС-330 кВ «Дніпро-Донбас», яке вже було замінено в попередні роки та яке потребує заміни в рамках нового інвестиційного проекту

Обладнання та системи	Загалом	Замінене/ в процесі заміни / в задов.стані	Потребує заміни
ВРП 330 кВ			
Автотрансформатори	4	1	3
Вимикачі	10	1	9
Роз'єднувачі	41	0	41
Трансформатори напруги	7	0	7
Трансформатори струму	10	3	7
Розрядники /ОПН	4	0	4
Загороджувачі	10	0	10
Конденсатори зв'язку	10	0	10
ВРП 150 кВ			
Вимикачі	21	11	10
Роз'єднувачі	89	0	89
Трансформатори напруги	12	6	6
Трансформатори струму	63	6	57
Розрядники /ОПН	21	6	15
Загороджувачі	8	0	8
Конденсатори зв'язку	8	0	8
Лінійний трансформатор	1	0	1
Вимикачі	22	3	19
Роз'єднувачі	82	0	82
Трансформатори напруги	4	0	4
Трансформатори струму	43	0	43
Розрядники /ОПН	10	0	10
Загороджувачі	1	0	1
Конденсатори зв'язку	1	0	1
Пристрої логічного блокування	57		57
Реактор нейтралі	3	0	3



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Обладнання та системи	Загалом	Замінене/ в процесі заміни / в задов.стані	Потребує заміни
Дугогасійна котушка	1	0	1
ГСВ	3	0	3
ТВП	2	0	2
Трансформатори господарських потреб	2	0	2
КРУН	3	0	3
Акумуляторні батареї, (комплект)	1	0	1
Зарядні пристрої	3	0	3
Щит постійного струму (комплект)	1	1	0
Щит змінного струму (комплект)	1	1	0

Протягом 2019 року виконано заміну: трансформаторів струму 330 кВ типу ТФУМ-330 приєднання АТ-334 ф. «А,С» на ТС типу ТФУМ-330А-У1, 18 одиниці опорно-стрижневих ізоляторів. В 2020 році заплановано ввести в експлуатацію автотрансформатор АТ1 на ПС 330 кВ «Дніпро-Донбас» з струмообмежувальним реактором.

Знаходяться на підсиленому контролі:

- автотрансформатори АТ№2, АТ№3, АТ№4 (за результатами ХАРГ) – 3 шт.,
- високовольтні вводи 150 кВ типу ГМТА-150/2000 АТ №2 ф. «А,С» (за результатами ХАРГ) – 2 шт.,
- високовольтний ввід 330 кВ типу ГМТПА-330/2000 АТ№2 ф. «А» (за результатами ХАРГ) – 1 шт.,
- трансформатори струму 330 кВ типу ТФКН-330 приєднань АТ-332 ф. «А,С» (за результатами ХАРГ) – 2 шт.,
- трансформатор струму 330 кВ типу ТФРМ-330 приєднання Л-218 ф. «А», Л-201 ф. «В» (за результатами ХАРГ) – 2 шт.,
- трансформатори струму 330 кВ типу ТФКН-330 приєднань АТ-333 ф. «А» (за результатами ХАРГ) – 1 шт.

Потребують заміни:

- вимикачі, що не відповідають струмам короткого замикання, типу ВВН-154 (спроможність відключення 25кА при розрахункових струмах однофазних к.з. 26,44 кА) – 8 шт.,
- трансформатори струму 330 кВ типу ТФКН-330 приєднань приєднань АТ-333 ф. «А», АТ-332 ф. «А,С», типу ТФРМ-330 приєднання Л-218 ф. «А» (за результатами ХАРГ) – 4 шт.,
- роз'єднувачі 330 кВ – 3 од., 220 кВ – 41 од., 150 кВ – 3 од., 35 кВ – 7 од. – через зношення контактної частини, підшипників,
- опорно-стрижневі ізолятори в кількості 5505 шт.,
- повітропровід (експлуатується з 1979 року) – 1200 м.

Обладнання РЗА

Переважна більшість пристроїв РЗА, збору та реєстрації даних зношені або фізично та морально застарілі, а деяку його частину вже знято з виробництва.

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 35, 150 та 330 кВ ПС 330 кВ «Дніпро -Донбас» станом на 01.01.2020 р.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Струми КЗ, розраховані для діючих нормальної та ремонтних схем мережі Дніпровського регіону при максимальному складі генеруючого обладнання на шинах 35, 150 та 330 кВ ПС 330 кВ «Дніпро -Донбас»

ПС Дніпро-Донбас	Режим	Місце КЗ	Струм КЗ*, кА	
			3ф	1ф
	Нормальний: С-1, С-2 відключені, АТ1 в резерві	1СШ 330 кВ	31,612	28,782
		2СШ 330 кВ	31,612	28,782
		1с1СШ 150 кВ	25,468	22,286
		1с2СШ 150 кВ	25,468	22,286
		2с1СШ 150 кВ	24,838	25,537
		2с2СШ 150 кВ	24,838	25,537
		ш.35 кВ АТ2	8,711	-
		ш.35 кВ АТ3	8,565	-
		ш.35 кВ АТ4	8,669	-
	Максимальний (ремонтний): 1(2)СШ 330 кВ – в ремонті, С-1, С-2 включені, М-1, М-2 – відключені, АТ4 ДД вимкнений, АТ2 Зп330 вимкнений, С-1 ПС ЛБ-1 – вимкнений.	шини 330 кВ	31,248	27,499
		1СШ 150 кВ	27,419	27,741
		2СШ 150 кВ	27,379	28,059
		ш.35 кВ АТ2	8,798	-
		ш.35 кВ АТ3	8,656	-

Струми КЗ, розраховані для максимального складу генеруючого обладнання Дніпровського регіону, об'єднаної схеми мережі 150-330 кВ на шинах 35, 150 та 330 кВ ПС 330 кВ «Дніпро-Донбас»

ПС Дніпро-Донбас	Режим	Місце КЗ	Струм КЗ*, кА	
			3ф	1ф
	Максимальний	шини 330 кВ	32,750	30,307
		шини 150 кВ	46,583	47,303
		ш.35 кВ АТ1	9,095	-
		ш.35 кВ АТ2	9,092	-
		ш.35 кВ АТ3	8,948	-
		ш.35 кВ АТ4	9,047	-

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.5.1 табл. 5.4.1.

5.3.1.87 Реконструкція ПС 330 кВ «Криворізька», за програмою «Підвищення ефективності передачі електроенергії», за підтримки KfW

Існуючий стан підстанції

ПС 330 кВ «Криворізька» - 1966р., загальна потужність – 500 МВА.
Загальна встановлена потужність АТ дорівнює 500 МВА, а саме:



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

- АТ1, 250 МВА, 330/150/10 кВ (виготовлений в 1988 р., пройшов капремонт в 2003 р.);
- АТ2, 250 МВА, 330/150/10 кВ (виготовлений в 1988 р., пройшов капремонт в 1999 р.);

Вона розташована за адресою: Дніпропетровська обл., м.Кривий Ріг, вул.Бикова 30. Загальна площа підстанції складає 8,65га. Довжина периметру 1629м.

Більшість обладнання відпрацювало свій ресурс.

Знаходяться на підсиленому контролі:

- автотрансформатори АТ2, АТ1 (за результатами ХАРГ) – 2 шт.,
- високовольні уводи 150 кВ типу ГМТБ-150/2000 АТ №1 ф. «А,В», АТ №2 ф. «В» (за результатами ХАРГ) – 3 шт.

Потребує заміни:

- компресори типу ВШ-3/40 – 4 шт.,
- опорно-стрижневі ізолятори в кількості 114 шт.,
- панелі власних потреб – 6 шт.

З 2018 року продовжуються роботи з реконструкції ВРП 330 кВ з повною заміною обладнання на нове.

Підстанція підпорядкована Дніпрвський ЕС, яка є структурним підрозділом НЕК "Укренерго".

ВРП 330 кВ виконано за схемою «трансформатори-шини з приєднанням ліній Л207 та Л208 через один вимикач та Л223 через два вимикачі». До ВРП 330 кВ приєднано дві ПЛ 330 кВ:

- Криворізька ТЕС - Криворізька;
- Південна – Першотравнева №1 з відгалуженням на ПС 330кВ «Криворізька»;
- Південна – Першотравнева №2 з відгалуженням на ПС 330кВ «Криворізька».

ВРП 330 кВ зв'язаний:

- з ВРП 150 кВ за допомогою двох автотрансформаторів АТ1 та АТ2 потужністю 250 МВА кожний.

ВРП 330 кВ з 2019 року знаходиться в реконструкції.

Конструктивно ВРП виконано розпластаним. ПЛ 330 кВ підключені з торців збірних шин. Портالي ошинування залізобетонні. Більша частина обладнання є зношеним та морально застарілим, частина була замінена в процесі експлуатації. Ошинування ВРП 330 кВ – сталевалюмінієві провода. Підвісна ізоляція – скляна і частково порцелянова.

ВРП 150кВ побудоване за схемою "дві робочі секціоновані системи шин та обхідна". Слід відмітити, що до ВРП приєднано 14 ПЛ.

Лініями електропередачі 150 кВ (загалом 14 ліній) ПС 330 кВ «Криворізька» зв'язана з:

- Л45 – КРЗ 17,20,22
- Л141 – ЦРП,В-3
- Л142 – ЦРП,В-3
- Л143 – Красино, Наклонноствольна
- Л144 – Красино, Наклонноствольна
- Л145 – КРЗ – 2,9,18
- Л146 – КРЗ – 4,5
- Л147 – ШПФ, КЗГО-2
- Л148 – ШПФ, КЗГО-2
- Л947 – Труд, Саксаганська
- Л948 – Труд, Саксаганська
- Л55 – Південна, Батуринська
- Л56 – Південна, Батуринська, Східна
- Л39А – Східна, Індустріальна



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Електропостачання власних потреб підстанції здійснюється від шин 10 кВ через два ТВП потужністю 630 кВА кожний.

Проблемні питання

В цілому, незважаючи на солідний вік підстанції, основне обладнання знаходиться в задовільному технічному стані.

Більша частина обладнання, що експлуатується, як і запасні частини до нього, на даний час виробниками вже не виготовляється. Слабкою ланкою в експлуатації є повітряні вимикачі, роз'єднувачі і ТС.

Силове обладнання та пристрої РЗА, збору та реєстрації даних загалом вже зношене, фізично та морально застаріле, а деяку його частину вже знято з виробництва.

Опорна ізоляція та обертові колонки роз'єднувачів мають ознаки пошкоджень. Мали місце випадки розшарування ізоляції та появи дефектів опорної ізоляції та деяких елементів розрядників. Пошук та комплектація запасних частин та компонентів до роз'єднувачів усіх класів напруги під час проведення ремонту дуже ускладнені, тому що виробництво цих типів обладнання припинено.

Фарфорова ізоляція (опорні та підвісні ізолятори) фізично зношена та потребує заміни.

Експлуатаційні параметри гумових ущільнень ТС також погіршуються, відбувається процес старіння ізоляції, що призводить до протікання оливи і погіршення експлуатаційних характеристик, а в більшості випадків до відбраковки.

ТС та ТН для систем виміру і обліку електроенергії використовуються класу 0,5. В системах обліку електроенергії частково впроваджені нові прилади обліку.

Системи збору даних, вимірювань та обліку електроенергії були частково модернізовані. На підстанції немає повномасштабної системи управління.

Система постійного струму фізично застаріла і обладнання практично відпрацювало свій експлуатаційний термін.

Кабельне господарство підстанції характеризується значним ступенем зносу та старіння, включно з опорними конструкціями, які несуть кабелі (кабельні лотки та канали, бетонні плити покриття), а також незадовільним станом значної частини самих кабелів через значний термін експлуатації.

Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче.

Кількість обладнання на ПС 330 кВ «Криворізька», яке вже було замінене в попередні роки та яке потребує заміни в рамках нового інвестиційного проекту

Обладнання та системи	Загалом	Замінене / в процесі заміни / в задов.стані	Потребує заміни
ВРП 330 кВ			
Автотрансформатори	2	0	2
Вимикачі	4	2	2
Роз'єднувачі	11	4	7
Трансформатори напруги	9	4	5
Трансформатори струму	12	3	9
Розрядники / ОПН	6	0	6
Загороджувачі	7	1	6
Конденсатори зв'язку	12	0	12
ВРП 150 кВ			



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Вимикачі	18	1	17
Роз'єднувачі	73	0	73
Трансформатори напруги	6	0	6
Трансформатори струму	54	0	54
Розрядники /ОПН	18	0	18
Загороджувачі	11	2	9
Конденсатори зв'язку	33	4	29
ТВП	2	0	2
Обладнання РЗА (комплект)	1	0	1
Пристрої логічного блокування	22	0	22
Акумуляторні батареї, (комплект)	1	0	1
Зарядні пристрої	4	2	2
Щит постійного струму (комплект)	1	1	0
Щит змінного струму (комплект)	1	1	0
35кВ			
Роз'єднувачі	2	0	2
Розрядники /ОПН	2	0	2
Реактори	2	0	2
10кВ			
Вимикачі	2	0	2
Роз'єднувачі	2	0	2
Трансформатори струму	4	0	4
Трансформатори напруги	2	0	2
Розрядники /ОПН	6	0	6
Реактори	2	0	2

Протягом **2019 року** виконано заміну:

- роз'єднувачів 330кВ Л-223-0 типу РНДЗ-1-330/3200, Л-223-02 типу РНДЗ-2-330/3200 на відповідно типу S2DA2T та S2DAT,
- ВЧ-загороджувача Л-223 ф.«С» типу ВЗ-2000/1,2 на типу ВЗ-2000-0,5У1;
- п'ять одиниць панелей постійного струму, шість одиниць панелей власних потреб;
- трансформаторів напруги 330кВ ф. «А,В,С» приєднання Л-223 типу НКФ-330 на елегазові типу SVS-362;
- знов змонтовані ОПН Л-223 типу SBKC-288/20,4,
- встановлено конденсаторів зв'язку Л-223 ф.«С» типу ЗСМК 110/3 на типу СМАБ(В)--166/3-14У1.

Знаходяться на підсиленому контролі:

- автотрансформатори АТ№2 (за результатами ХАРГ) – 1 шт.,
- високовольні уводи 150 кВ типу ГМТБ-150/2000 АТ№1 ф.«В», АТ№2 ф.«В» (за результатами ХАРГ) – 2 шт.
- високовольні уводи 330 кВ типу ГМТПА-330/1000 АТ№1 ф.«В» (за результатами ХАРГ) - 1 шт.
- трансформатори струму 330 кВ типу ТФРМ-330 приєднань Л-223/2 ф.«А», Л-207 ф. «В», Л-208 ф. «В,С» (знаходиться на підсиленому контролі за випробуваннями) – 4 шт.

Потребують заміни:

- роз'єднувачі 150 кВ типу РЛНД-150 – 7 шт., роз'єднувачі 330 кВ типу РНД2-330/2000 – 2 шт. – через зношення контактної частини,
- компресори типу ВШ-З/40 – 4 шт.,



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

- опорно-стрижневі ізолятори в кількості 114 шт.

З 2018 року продовжуються роботи з реконструкції ВРП-330 кВ з повною заміною обладнання на нове.

Обладнання РЗА

Переважна більшість пристроїв РЗА, збору та реєстрації даних зношені або фізично та морально застарілі, а деяку його частину вже знято з виробництва.

Обладнання та системи	Загалом	Замінене/ в процесі заміни / в задов.стані	Потребує заміни
Обладнання РЗА (комплект)	1	0	1

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 150 кВ та 330 кВ ПС 330 кВ «Криворізька» станом на 01.01.2020 р.

Струми КЗ розраховані для діючих нормальної та ремонтних схем мережі Дніпровського регіону при максимальному складі генеруючого обладнання на шинах 35, 150 та 330 кВ ПС 330 кВ «Криворізька»

ПС 330 кВ Криворізька	Режим	Місце КЗ	Струм КЗ*, кА	
			3ф	1ф
	Нормальний.	шини 330 кВ	29,532	24,350
		1СШ 150 кВ	25,697	28,825
		2СШ 150 кВ	25,697	28,825
		ш.10 кВ АТ1	30,580	-
		ш.10 кВ АТ2	30,605	-
	Максимальний (ремонтний): 1(2)СШ 150 – в ремонті, Л137 – в транзиті.	шини 330 кВ	29,551	24,360
		1СШ 150 кВ	27,620	30,443
		2СШ 150 кВ	27,620	30,443

Струми КЗ розраховані для максимального складу генеруючого обладнання Дніпровського регіону, об'єднаної схеми мережі 150-330 кВ на шинах 35, 150 та 330 кВ ПС 330 кВ «Криворізька»

ПС 330 кВ Криворізька	Режим	Місце КЗ	Струм КЗ*, кА	
			3ф	1ф
	Максимальний	шини 330 кВ	30,996	25,139
		шини 150 кВ	35,593	36,663

ПС 330 кВ «Криворізька» розташована на транзиті «Першотравнева – Південна». Приєднання підстанції до мереж 330 кВ виконано 3 ПЛ в тому числі відпайками від різних ланцюгів транзиту «Першотравнева – Південна», а також лінії від КРЕС – 2. Вказана схема приєднання характеризується зниженим ступенем надійності.

На напрузі 150 кВ від шин ПС «Криворізька» забезпечується електропостачання споживачів в тому числі побудовано значну кількість (тупикових) зв'язків. ПС «Криворізька» на напрузі 150 кВ має резервуючі зв'язки з шинами 150 кВ підстанцій «Південна», «Кварцит», «Першотравнева». Відліковий рівень навантаження споживачів, що живляться від ПС «Криворізька» складає 230-250 МВт в режимі зимового максимуму. В розрізі доби і періодів року навантаження споживачів ПС Криворізька



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

характеризується достатньо високою стабільністю. Відмічається перевантаження транзитних зв'язків 330 кВ «Першотравнева-Криворізька» які побудовані в габаритах 220 кВ і мають обмежену пропускну здатність в класі напруги 330 кВ.

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.5.2 табл. 5.4.1.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Північна електроенергетична система

5.3.1.88 Будівництво ПС 330 кВ «Слобожанська» із заходами ПЛ 330 кВ

Північна ЕС є дефіцитною як по потужності, так і по електроенергії. Дефіцит Північної ЕС покривався за рахунок перетоку від ОЕС Центра (РФ) (тільки технологічний перетік для підтримки частоти в ОЕС України на заданому рівні) та від Дніпровської ЕС. Величина дефіциту потужності системи залежить виключно від завантаження блоків Зміївської ТЕС та Харківської ТЕЦ-5. У години максимального споживання електроенергії навантаження Зміївської ТЕС досягало 1 126 МВт, а в окремі періоди – 1880 МВт. Подальше зростання споживання електроенергії Харківським енерговузлом, головним чином за рахунок розширення міста Харків в північному напрямку, призводить до перевантаження ПЛ 110 кВ від ПС 330 кВ «Залютине» та ПС 330 кВ «Харківська». Вирішення зазначеної проблеми передбачається здійснити за рахунок будівництва в центрі навантаження нової ПС 330 кВ «Слобожанська» з двома АТ 330/110 кВ та заходами ПЛ 330 кВ Суми – Зміївська ТЕС та Зміївська ТЕС – Белгород (РФ).

Також, необхідність спорудження нової підстанції 330 кВ «Слобожанська» із заходами ПЛ 330 кВ Залютине - Суми та Зміївська ТЕС- Белгород необхідне для забезпечення:

- підвищення надійності електропостачання споживачів м. Харків та Харківської області шляхом утворення нормально замкнутої кільцевої схеми мережі 330 кВ та забезпечення статичної стійкості і належної якості електричної енергії, в тому числі при можливій відокремленій роботі ОЕС України від ЄЕС Російської Федерації, а також з урахуванням існуючих тенденцій щодо роботи енергоблоків Харківської ТЕЦ-5 переважно в опалювальний період;
- сталого електрозабезпечення існуючих та перспективних споживачів регіону в умовах недоцільності подальшого нарощення автотрансформаторної потужності існуючих об'єктів системи передачі (наразі на існуючих ПС 330 кВ встановлено по 3-4 автотрансформатори потужністю 200 МВА);
- можливості реконструкції ПС "Харківська" та "Залютино", ВРП 330 кВ яких виконано по ненормативним схемам, та дотримання критеріїв надійності та сталості електропостачання споживачів у відповідних ремонтних схемах;
- зменшення втрат електричної енергії, які виникають через необхідність її передачі по розподільчій електричній мережі значної протяжності і, як наслідок, підвищення економічності роботи електричної мережі.

Зниження надійності електрозабезпечення споживачів АТ «Харківобленерго» визначає відсутність опорного вузла 330/110 кВ в північному районі м Харків.

На сьогоднішній день на забезпечення електричною мережею 110 кВ АТ «Харківобленерго» необхідного рівня надійності електрозабезпечення споживачів великих житлових масивів (Салтівський, Північно-Салтівський, Олексіївський, Пятихатки, пос. Жуковського, Дергачівський р-н, Харківський р-н, також, прогнозується зростання потужності споживання в цих районах) та об'єктів життєзабезпечення північної частини м. Харкова та Харківської області (Харківський фізико-технічний інститут, Харківський метрополітен, Міськелектротранспорт, Харківський водоканал, Харківські теплові мережі та ін.), мають вплив наступні фактори:

- перевантаження силових трансформаторів на ПС 110 кВ (пошкодження або ремонт 1-го з трансформаторів на зазначених ПС призведе до тривалого обмеження споживачів, зазначені перевантаження енергетичного обладнання найбільш чутливі в умовах ОЗП);
- найбільше завантаження існуючих повітряних ліній 110 кВ;



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

- електропостачання споживачів цього регіону здійснюється від протяжного дволанцюгового транзиту 110 кВ, який з'єднує шини 110 кВ магістральних підстанцій 330 кВ - ПС Лосево і ПС Залютино: ПЛ 110 кВ Лосево – Салтівська – Московська – Жуковського - ХФТІ - Іванівка (ХФТІ – Алексеевка – Іванівка) – Залютино (з відгалуженням на ПС Холодногірська). В умовах збільшення навантаження підстанцій транзиту неможливо гарантувати надійність їх електропостачання у зв'язку з високим ступенем зносу об'єктів та обмеженими можливостями їх відключення для здійснення ремонтних робіт, особливо в зимовий період.

Зв'язок міських підстанцій 110 кВ із шинами 110 кВ живлячих підстанцій 330 кВ здійснюється, в основному, по «зношеним» лініям:

- від ПС Залютино в напрямку міських підстанцій відходять 7 ПЛ 110 кВ, 5-ть з яких знаходяться в експлуатації більш ніж 50 років і більше;

- практично всі транзитні лінії, що відходять від ПС Харківська (крім ПЛ 110 кВ Харківська–Центральна з відгалуженням на ПС 110 кВ Левада, а також низка тупикових абонентських ПЛ), перебувають в експлуатації від 45 до 75 років;

- з 11 ліній, що з'єднують шини 110 кВ ПС 330/110 кВ Лосево із суміжними транзитними підстанціями, 6 можна віднести до фізично застарілих (Лосево – Восточна, Лосево – Салтівська – Южкabelь – ХТЗ-3, Лосево – ХТЗ-2, Лосево – ТЭЦ-4 - Салтівська, Лосево – СІМ (два ланцюги), Лосево – Есхар).

Живлення відповідальних вузлових підстанцій 110 кВ по ПЛ, які вичерпали розрахунковий ресурс працездатності, визначає «вузькі» місця в схемі електропостачання споживачів міста. Найбільш складними режимами по завантаженню ПЛ і по забезпеченню достатніх рівнів напруги на шинах 110 кВ підстанцій є режими з максимальним рівнем навантаження в зимовий період.

Введення ПС 330/110 кВ Слобожанська та переключення на неї частини споживачів по запропонованим ПЛ, розташованих в південно-західних районах області, забезпечує зниження завантаження транзитних зв'язків 110 кВ від ПС 330 кВ за рахунок надання у мережу 110 кВ близько 184 МВА потужності через АТ 330/110 кВ Слобожанська.

Забезпечення видачі потужності перспективної ПС 330 кВ «Слобожанська» по зв'язках 110 кВ та розвантаження північної частини м. Харкова електропостачання споживачів буде здійснюватися в межах допустимих значень і незалежно від кількості блоків, працюючих на ТЭЦ-5 та підвищить рівень якості електропостачання.

Захід передбачено в Плані заходів щодо синхронізації об'єднаної енергетичної системи України з об'єднанням енергетичних систем держав — членів Європейського Союзу. План заходів затверджено розпорядженням КМУ № 1097р від 27.12.2018.

НЕК «Укренерго» у 2014-2015 роках виконано техніко-економічне обґрунтування вибору варіанту розташування ПС 330 кВ "Слобожанська" та трас заходів ПЛ 330 кВ, які забезпечуватимуть оптимальний розвиток Харківського енерговузла з дотриманням нормативів надійності та якості, урахуванням екологічних та соціальних вимог, а також економічних показників.

Передбачається будівництво ПС 330/110 кВ з двома автотрансформаторами потужністю по 200 МВА кожен та заходами ПЛ 330 кВ Залютино - Суми та Зміївська ТЕС- Белгород протяжністю близько 94 км. Необхідне фінансування розробки ПКД стадії «проект».



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2016-2023	1889296	6.1

5.3.1.89 Нове будівництво підстанції 500 кВ «Кремінська» з заходами ПЛ 500 кВ Донбаська - Донська та ПЛ 220 кВ Кремінська – Ювілейна

Схема забезпечення надійного електропостачання споживачів північної частини Луганської області, що наразі отримують живлення від шин Луганської ТЕС, а саме: будівництво нової підстанції 500/220 кВ «Кремінська» з заходами ПЛ 500 кВ Донбаська - Донська та ПЛ 220 кВ Кремінська - Ювілейна запропонована НЕК «Укренерго» на виконання доручення першого заступника секретаря Ради Національної безпеки і оборони України О.Гладковського від 12.08.2015 №2329/14-6-3-3 та звернення Луганської обласної військово-цивільної адміністрації.

НЕК «Укренерго» за рахунок власних коштів розроблена ПКД стадії «ТЕО», яка пройшла державну експертизу, отримала позитивний експертний звіт ДП «НДІ Проектреконструкція» та схвалена розпорядженням КМУ від 04.07.2017 №446-р із загальною кошторисною вартістю 1 719 122,988 тис.грн. Проводяться роботи із розроблення, погодження та затвердження містобудівної документації і проведення археологічних досліджень та розкопок. За результатами проведених торгів укладений договір генерального підряду на виконання робіт з вибору місця розташування об'єкту, розроблення, погодження та затвердження документації із землеустрою, державної реєстрації земельних ділянок та обмежень, проектних робіт із розроблення проектної документації стадії «проект» та «робочої документації», виконання будівельних робіт із поставкою обладнання. Підрядником виконано роботи із розроблення документації стадії «проект», яка пройшла комплексну експертизу, отримала експертний звіт ДНДПВІ «НДІ Проектреконструкція» від 11.12.2017 №3780/е/17 та затверджена розпорядженням Кабінету Міністрів України від 26.08.2018 №678-р із загальною кошторисною вартістю 1 677 460,986 тис.грн. Виконуються будівельні роботи, ведеться поставка обладнання. Вживаються заходи щодо оформлення права на земельні ділянки для розміщення, будівництва, експлуатації та обслуговування енергооб'єкту (оформлення права постійного користування під підстанцію, заходи ПЛ та під'їзну автодорогу до підстанції). Зокрема, по Попаснянському району розроблені, погоджені та затверджені в ГУ ДГК Луганської області два необхідних проекти землеустрою по Білогорівській та Малорязанцівській сільським радам. Отримані розпорядження Луганської ОДА про надання відповідних земельних ділянок в постійне користування НЕК «Укренерго», а саме: розпорядження від 02.08.2018 № 581 «Про надання 29 земельних ділянок у постійне користування НЕК «Укренерго» на території Білогорівської селищної ради» та розпорядження від 02.08.2018 № 580 «Про надання 16 земельних ділянок у постійне користування НЕК «Укренерго» на території Малорязанцівської селищної ради». По Кремінському району на підставі розпорядження Кабінету Міністрів України від 23.05.18 № 354-р про надання дозволу на розробку проекту землеустрою розроблено проект землеустрою щодо відведення земельних ділянок (ліси). Відповідне розпорядження Кабінету Міністрів України «Про вилучення та надання земельних ділянок у постійне користування із зміною цільового призначення» з правом вирубування дерев і чагарників на території майбутньої ПС прийнято 05.06.2019 №439-р.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

При цьому, для підвищення надійності та гнучкості схеми живлення Луганського енерговузла та на виконання протоколу виробничої наради в ДП «НЕК «Укренерго» від 05.02.2018 щодо доцільності утворення схеми «кільця» ПЛ 220кВ ЛуТЕС – ПС Лисичанська – ПС Ювілейна – ЛуТЕС планується виконати реконструкцію ПЛ 220 кВ Луганська ТЕС – Ювілейна.

14 травня 2020 року ПС "Кремінська" була завершена, функціонально готова до експлуатації.

В. о. голови НЕК зазначив, що реалізація проекту будівництва ПС дасть змогу забезпечити надійне енергопостачання побутових і промислових споживачів на півночі Луганської області. Будівництво цієї ПС, забезпечення другого джерела живлення разом із Луганською ТЕС для багатьох промислових підприємств, наприклад "Севєродонецького об'єднання "Азот" або "Лисичанськнафтопродукту", є необхідною умовою для того, щоб вони наростили свої виробництва і загалом сприяли індустріальному відновленню Луганської області.

З метою надання об'єктивної інформації щодо ходу та необхідності будівництва, даний об'єкт відображено в даному Плані розвитку.

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2016-2020	1 521 009	6.2

5.3.1.90 Реконструкція ПЛ 500 кВ Донська-Донбаська, Луганська та Донецька області

На цей час між ПС 220 кВ "Ювілейна" та іншими енергооб'єктами НЕК "Укренерго" зв'язок організовано по мідним КЛЗ. Зазначені кабельні лінії мають низьку надійність (постійно відбуваються руйнування, пориви), крім того, вони проходять через об'єкти, які не належать НЕК "Укренерго", що значно ускладнює обслуговування та виконання ремонтів цих КЛЗ. Устаткування ущільнення, яке встановлене на цих КЛЗ, є застарілим, перепускна спроможність систем вичерпано, у зв'язку із чим можливо організувати в обмеженій кількості лише канали тональної частоти, які в жодному разі не задовольняють сучасним вимогам щодо якості та швидкості каналів зв'язку. Це не дозволяє організувати якісний зв'язок між новою ПС 500 кВ "Кремінська", що будується, та енергооб'єктами НЕК "Укренерго". Необхідно виконати прокладання оптичного кабелю в блискавкозахисному тросі на ділянці ПС 500 кВ "Кремінська" - ПС 750 кВ "Донбаська" із встановленням відповідного обладнання. Будівництво ВОЛЗ на ділянці ПС 500 кВ "Кремінська" - ПС 750 кВ "Донбаська" можливо виконати шляхом заміни блискавкозахисного тросу ПЛ 500 кВ Донська – Донбаська на трос ОКГТ. Завдяки лінії ВОЛЗ ПС 500 кВ "Кремінська" - ПС 750 кВ "Донбаська" та існуючій лінії ВОЛЗ ПС 750 кВ "Донбаська" – Північна ЕС буде можливо організувати якісні швидкісні канали з енергооб'єктів НЕК "Укренерго" не тільки на нову ПС 500 кВ "Кремінська", а і на ПС 220 кВ "Ювілейна".

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2018-2021	237 700	6.3



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

5.3.1.91 Будівництво ПЛ 330 кВ Куп'янськ – Кременська

В період до 2023 року відповідно до планів НЕК «Укренерго» передбачається перехід ОЕС України на паралельну роботу з енергосистемами європейських країн ENTSO-E.

В такому режимі роботи ОЕС України будуть відключені зв'язки з енергосистемами Російської Федерації та Білорусії, що потребує заздалегідь передбачити та реалізувати проекти із забезпечення нормативних умов роботи електричних мереж на прилеглих до Російської Федерації та Білорусії територіях.

Будівництво ПС 500 кВ «Кременська» з заходами ПЛ 500 кВ Донбаська – Донська та новою двоковою ПЛ 220 кВ Кременська – Ювілейна завершено в I кварталі 2020 року. Будівництво ПС 500 кВ «Кременська» з відповідними лініями забезпечить надійне електропостачання споживачів північної частини Луганської області (ПС 220 кВ «Ювілейна» та «Лисичанська») незалежно від режимів роботи Луганської ТЕС. Проте при переході на роздільну роботу режим роботи ПЛ 500 кВ Донська – Кременська з ПС 500 кВ «Кременська» зазнає суттєвих змін. Потужність Вуглегірської ТЕС, яка раніше передавалась на ПС 500 кВ «Донська», в даному випадку буде через ПС «Кременська» передаватись в Лисичанський енерговузол, а з Лисичанського енерговузла лініями 110 кВ передаватись в район Слов'янської ТЕС (ПЛ 110 кВ Ювілейна – НПС – Бахмутська – Соль) та ПС 330 кВ «Куп'янська» (ПЛ 110 кВ Рубіжне – Сватово – Курилівка тягова). Тобто вказані транзити 110 кВ будуть обмежувачим елементом потужності Луганської та Вуглегірської ТЕС. Відповідно до оціночних розрахунків в режимах максимальних зимових навантажень при відключенні ПЛ 330 кВ Донбаська – Слов'янська ТЕС зазначені лінії 110 кВ перевантажаться при генерації Луганської ТЕС на рівні 470 МВт та Вуглегірської ТЕС на рівні 700 МВт (розрахунок з врахуванням будівництва ПЛ 330 кВ Курахівська ТЕС – Білицька).

Також необхідно враховувати існуючу схему електропостачання північних районів ОЕС України. Сьогодні надлишки потужності від електростанцій Донбаського регіону та Змієвської ТЕС передаються по міждержавним лініям в напрямку Нововоронезької АЕС та Белгородського енерговузла (Російська Федерація) та повертаються в Україну з району Курської АЕС в дефіцитні Сумський та Шосткінський енерговузли Сумської області, а також ПЛ 750 кВ Курська АЕС – Північноукраїнська забезпечує живлення Полтавської області, зокрема дефіцитного Кременчуцького промислового району.

Відповідно, з метою компенсації відключення міждержавних зв'язків, втраченої внаслідок військових дій енергетичної інфраструктури, а також забезпечення надійного електропостачання існуючих та перспективних споживачів східних і північних районів ОЕС України, має бути вибудована схема передачі надлишків потужності з Дніпровсько-Донбаського в Центральні регіони з максимальним використанням елементів існуючої мережі.

Доцільно виконати наступні заходи:

- на основі ПЛ 500 кВ Донбаська – Кременська, частини ПЛ 500 кВ Кременська – Донська необхідно створити ПЛ 330 кВ Донбаська – Кременська – Куп'янська. Демонтаж розподільчого пристрою 500 кВ на ПС «Донбаська» та переведення ПС «Кременська» на напругу 330 кВ визначається безперспективністю розвитку класу напруги 500 кВ в Україні після переходу на роздільну роботу з енергосистемою Російської Федерації.

- розглянути можливість на основі ПЛ 330 кВ Змієвська ТЕС – Валуйки будівництва ПЛ 330 кВ Змієвська ТЕС – Куп'янськ;

- будівництво ПС 330 кВ «Слобожанська» з переведенням на підстанцію ПЛ 330 кВ, що



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

наразі йдуть в напрямку ПС 330 кВ «Шебекіно» та «Белгород» та виконанням заходів ПЛ 330 кВ Залютине – Суми;

- будівництво ПЛ 330 кВ ВДГМК – Кременчук, як додаткового джерела живлення Кременчуцького енерговузла, що в комплексі з встановленням третього АТ 750/330 кВ на ПС 750 кВ «Дніпровська» та реконструкцією ПЛ 330 кВ Дніпровська750 – ВДГМК компенсує втрату ПЛ 750 кВ Курська АЕС – Північноукраїнська для Полтавської області та забезпечить розвиток Кременчуцького енерговузла.

Зокрема, будівництво ПЛ 330 кВ Куп'янськ – Кременська забезпечить резервування відключення ПЛ 330 кВ Донбаська – Слов'янська ТЕС та забезпечить нормативні вимоги щодо приєднання ПС 330 кВ «Куп'янськ» до мережі 330 кВ. Проте відповідно до проведених розрахунків в період проходження максимальних навантажень можливе перевантаження ліній 110 кВ між ПС «Куп'янськ» та ТЕЦ Есхар (ПЛ 110 кВ Куп'янськ – Булацелівка – Шевченкове).

Після будівництва ПЛ 330 кВ Куп'янськ – Змієвська ТЕС припиниться транзит потужності через мережу 110 кВ від ПС «Куп'янськ» в напрямку міста Харків, також за рахунок даного будівництва буде забезпечена гарантована передача потужності зі сходу в центр навантаження Північного регіону, звідки потужність може бути спрямована в напрямку міста Сум через новоутворену ПЛ 330 кВ Слобожанська – Суми та в напрямку Кременчуцького енерговузла (ПЛ 330 кВ Змієвська ТЕС – Полтава).

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2020-2022	733 333	6.4

5.3.1.92 ПЛ 330 кВ Північноукраїнська – Суми Північна

Станом на сьогоднішній день в складі основної мережі ОЕС України функціонує повітряна лінія 330 кВ Північноукраїнська - Суми-Північна, яка призначена для передачі електричної енергії від електричних станцій до пунктів підключення систем розподілу, та, згідно положень Закону України «Про ринок електричної енергії» (стаття 1 «Визначення термінів»), є частиною системи передачі. Довжина лінії становить 91,7 км. Будівництво ПЛ 330 кВ «Північноукраїнська - Суми-Північна» відбувалося по титулу забезпечення надійного електропостачання споживачів Сумського промислового енерговузла.

У 1994 році, всупереч чинним на той час нормативно-правовим актам України, під час корпоративізації «Сумського машинобудівного і науково-виробничого об'єднання імені М.В.Фрунзе», Міністерством машинобудування військово-промислового комплексу і конверсії України, ПЛ 330 кВ Північноукраїнська - Суми-Північна була внесена до статутного фонду ВАТ «Сумське машинобудівне науково-виробниче об'єднання імені М.В.Фрунзе». Відповідна дія була предметом спору між НЕК «Укренерго» та ВАТ «Сумське машинобудівне науково-виробниче об'єднання імені М.В.Фрунзе». Рішенням Господарського суду Сумської області від 13.07.2007 р. №2/449-06, яке набрало законної сили, визнано право власності на ПЛ 330 кВ Північноукраїнська - Суми-Північна за ВАТ «Сумське машинобудівне науково- виробниче об'єднання імені М.В.Фрунзе».

ПАТ «Сумське НВО», в яке у 2015 році було перейменоване ВАТ «Сумське машинобудівне науково-виробниче об'єднання імені М.В.Фрунзе», не виконує зобов'язань власника енергооб'єкта щодо: забезпечення його безпечного і надійного технічного стану; регламентованих (нормативними



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

документами робіт з технічного обслуговування; відновлювальних ремонтів і охорони електричних мереж, про що свідчить статистика автоматичних відключень згаданої вище ПЛ.

Відсутність працездатної ПЛ 330 кВ Північноукраїнська - Суми-Північна у складі основній мережі ОЕС України призводить до значного зниження надійності живлення споживачів Північної ЕС. За результатами виконаних НЕК «Укренерго» розрахунків усталених режимів можливих ремонтно-аварійних схем, на основі яких був проведений детальний аналіз впливу роботи ПЛ 330 кВ Північноукраїнська - Суми-Північна на роботу мережі Північного регіону, було зроблено наступні висновки:

- в більшості ремонтних схем (ремонт ПЛ 330 кВ Ніжин - Конотоп, Суми - Конотоп, Суми - Залютине) при вимкненій ПЛ 330 кВ Північноукраїнська - Суми-Північна післяаварійний режим не забезпечується;
- забезпечення післяаварійного режиму можливе лише за умови примусового зменшення електроспоживання Сумської області більше ніж на 50 % (обмеження становитиме біля 140-150 МВт);
- включення в роботу ПЛ 330 кВ Північноукраїнська - Суми-Північна дозволить забезпечити належні показники якості електричної енергії в післяаварійних схемах прилеглої мережі 330 кВ не нижче 298 кВ в мережі 330 кВ та 110 кВ в мережі 110 кВ без відключення споживачів.

Враховуючи вищезазначене, підтверджується доцільність функціонування в складі ОЕС України існуючої ПЛ 330 кВ Північноукраїнська - Суми-Північна, як невід'ємного елемента системи передачі, а також, з метою забезпечення надійної та сталої роботи Сумського енерговузла.

Відповідно, розглядається можливість придбання НЕК «Укренерго» у ПАТ «Сумське НВО» вказаної вище ПЛ 330 кВ шляхом включення відповідних витрат в тариф на передачу електричної енергії НЕК «Укренерго» на 2020-2021 роки.

Опрацьовується питання щодо можливості, НЕК «Укренерго» спільно з ПАТ «Сумське НВО», з безумовним врахуванням вимог чинного законодавства, підготовки детального плану реалізації процедури придбання ПЛ 330 кВ «Північноукраїнська - Суми-Північна», а також пропозиції щодо джерел фінансування, з наданням зазначеного плану на розгляд НКРЕКП.

Строки реалізації, роки	Обсяг необхідного фінансування, тис. грн. без ПДВ	Посилання на таблицю з фінансуванням
2020-2021	50 000	6.5

5.3.1.93 Реконструкція ПС 330/110/35/10 кВ «Куп'янськ», за програмою «Модернізація мережі передачі Укренерго», за підтримки ЄБРР

Існуючий стан підстанції та основні обсяги реконструкції

Підстанція 330/110/35/10 кВ «Куп'янськ» була введена в експлуатацію в 1980 р.

Вона розташована в селі Глушківка Куп'янського району Харківської області. Загальна площа підстанції складає 8,2 га.

Підстанція підпорядкована Харківському РЕЦ Північної ЕС, яка є структурним підрозділом НЕК "Укренерго". Основними споживачами, підключеними до підстанції, є АК «Харківобленерго» та "Укрзалізниця" (Південна залізниця).

Загальна встановлена потужність АТ дорівнює 400 МВА, а саме:



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

- АТ1 потужністю 200 МВА, типу АТДЦТН-200000/330/110/38,5 (виготовлений в 1978 р., пройшов капремонт в 1998 р.);

- АТ2 потужністю 200 МВА, типу АТДЦТН-200000/330/110/38,5 (виготовлений в 1981 р., пройшов капремонт в 2004 р.).

Обидва АТ вже відпрацювали свій ресурс та мають проблеми з наявністю запасних частин, але в рамках цього проєкту пропонується замінити тільки АТ1. Оскільки поточне навантаження підстанції незначне, воно може бути забезпечене одним АТ потужністю 200 МВА в роботі, а іншим - в резерві.

ВРП 330 кВ побудоване за схемою "кільце" та має три приєднання: два АТ та єдина ПЛ 330 кВ зі Слов'янської ТЕС.

Існуюча конфігурація ВРП 330 кВ не відповідає вимогам Норм технологічного проєктування електричних систем и мереж, оскільки не забезпечує дотримання критерію N-1. Іншим джерелом живлення підстанції є електромережа нижчого рівня напруги, а саме - мережа 110 кВ. Для того, щоб привести схему ВРП 330 кВ у відповідність до діючих норм, необхідно побудувати та завести на ПС другу ПЛ 330 кВ. Все існуюче обладнання ВРП 330 кВ відпрацювало визначений ресурс часу, морально та фізично застаріло та підлягає заміні. Реконструкція ВРП передбачає заміну старого обладнання на нове і зміну схеми на «чотирикутник» з чотирма приєднаннями, для можливості заведення ще одної ПЛ на підстанцію.

ВРП 110 кВ побудоване за схемою "дві робочі секціоновані системи шин з обхідною" (схема 110-7). До ВРП 110 кВ приєднані 11 ПЛ. Все існуюче обладнання ВРП 110 кВ відпрацювало свій проєктний ресурс, морально та фізично застаріло та підлягає заміні. Слід підкреслити той факт, що виробники більше половини обладнання невідомі. Тому придбання будь-яких запасних частин до нього неможливе, і це значно ускладнює виконання ремонтних робіт. Планується реконструкція ВРП із заміною старого обладнання на гібридні модулі (ГРПЕ) та зміною схеми на стандартну "дві робочі секціоновані системи шин без обхідної" з двома шиноз'єднувальними вимикачами.

Живлення власних потреб підстанції забезпечується двома ТСН потужністю 630 кВА кожен з шин 35 кВ. Інших джерел зовнішнього резервного живлення підстанції немає. На ПС встановлена одна акумуляторна батарея свинцево-кислотного типу 1980 року випуску. Вона вже давно відпрацювала свій ресурс і потребує заміни. Виробник зарядних пристроїв невідомий, і вони також відпрацювали свій ресурс і потребують заміни. У разі втрати резервного живлення підстанція не має альтернативного джерела живлення (дизель-генератора). Згідно діючих нормативів, на підстанції необхідно встановити другу акумуляторну батарею та АБЖ.

Кабельне господарство переважно знаходиться в поганому стані, включно з опорними конструкціями, які несуть кабелі (кабельні лотки, бетонні плити покриття), а також незадовільним станом значної частини самих кабелів через значний термін експлуатації.

Розширення підстанції не планується.

Проблемні питання:

Незважаючи на значний вік більшості обладнання, воно добре обслуговується та підтримується у прийнятному стані. Проте обладнання все ж таки має бути замінено, оскільки воно використовує застарілі технології та вже відпрацювало свій ресурс, і тому не в змозі забезпечити потрібний рівень надійності та безпеки електропостачання. Крім того, воно потребує проведення значних обсягів ремонту та технічного обслуговування.

Старі вимикачі, роз'єднувачі та ТС належать до морально застарілих типів обладнання та мають низькі показники надійності. Крім того, вони потребують постійного ремонту та обслуговування компресорної та системи стисненого повітря на ПС. Система стисненого повітря складається з чотирьох компресорів. Заміна повітряних та масляних вимикачів з повітряним приводом дозволить позбавитись системи стисненого повітря.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Обладнання РЗА вже зношене, фізично та морально застаріле, а деяку його частину вже знято з виробництва.

Роз'єднувачі мають тільки ручне управління. Опорна ізоляція та обертові колонки роз'єднувачів мають ознаки пошкоджень. Тільки половина обертових колонок знаходяться у задовільному технічному стані. Мали місце випадки розшарування ізоляції та появи дефектів опорної ізоляції та деяких елементів розрядників. Пошук та комплектація запасних частин та компонентів до роз'єднувачів усіх класів напруги під час проведення ремонту дуже ускладнені, тому що виробництво цих типів обладнання припинено.

Експлуатаційні параметри гумових ущільнень ТС та ТН також погіршуються, що призводить до протікання оливи.

Більшість обладнання підстанції зношене та потребує заміни. Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче. Не все обладнання, що потребує заміни, увійшло до обсягу реконструкції, точна кількість одиниць під заміну буде визначена у подальшому при виконання ТЕО.

Кількість обладнання на ПС 330 кВ «Куп'янськ», яке вже було замінено та яке потребує заміни

Обладнання та системи	Загалом	Замінено/ в процесі заміни / в задов.стані	Потребує заміни/ встановлення
ВРП 330 кВ			
Автотрансформатори	2	1	1
Вимикачі	3	-	3
Роз'єднувачі	9	-	9
Трансформатори напруги	3	-	3
Трансформатори струму	9	-	9
Розрядники /ОПН	6	-	6
Загороджувачі	1	-	1
Конденсатори зв'язку	1	-	1
ВРП 110 кВ			
Вимикачі	15	-	18
Роз'єднувачі	66	-	51
Трансформатори напруги	7	-	14
Трансформатори струму	-	-	54
Розрядники /ОПН	12	-	18
Загороджувачі	17	-	17
Конденсатори зв'язку	27	-	27
Власні потреби			
ТВП	2	-	2
Акумуляторні батареї, (комплект)	1	-	2
Щит постійного струму (комплект)	1	-	1
Щит змінного струму (комплект)	1	-	1

Потребують заміни вимикачі 330 кВ 3В, 4В, 5В - в експлуатації з 1980-82 років більше 38 років, фарфорові ізолятори втратили міцність, спрацювання поршневих поверхонь рухомих контактів відокремлювачів і дугогасильних камер.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

У 2020 році заплановано виконати капітальні ремонти вимикачів 330 кВ «3В» та 110 кВ у комірках №№ 25, 27, замінити 30 шт. ізоляторів на роз'єднувачах 110 кВ.

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 110 та 330 кВ ПС 330 кВ «Куп'янськ» станом на 01.01.2020 р.

Величини струмів короткого замикання на шинах ПС 330 кВ «Куп'янськ»

Системи шин	I кз (3ф), кА	I кз (1ф), кА
330 кВ	6.987	6.987
110 кВ	12.881	12.881

ПС 330 кВ «Куп'янськ» через ПЛ 330 кВ підстанція має зв'язок з Слов'янською ТЕС. Метою реконструкції є забезпечення надійного електропостачання існуючих та перспективних споживачів.

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.2.7 табл. 5.4.1.

5.3.1.94 Реконструкція ПС 750 кВ «Донбаська», за програмою «Модернізація мережі передачі Укренерго», за підтримки ЄБРР

Існуючий стан підстанції та основні обсяги реконструкції

Підстанція 750 кВ «Донбаська» введена в експлуатацію в 1973 р. та має напруги 750/500/330/35/15,75/6 кВ. Розташована за адресою: Донецька обл., Бахмутський р-н, с. Весела Долина, буд. 9. Загальна площа підстанції складає 64 га.

Підстанція підпорядкована Бахмутському РЕЦ Північної ЕС, яка є структурним підрозділом НЕК "Укренерго".

Загальна встановлена потужність АТ дорівнює 4500 МВА, а саме:

- Три однофазні АТ1, типу АОДЦТН-417000/750/500/15,75 (1975, 1973, 1989 рр. виробництва; 1985, 2008, 2009 рр. виконання капітальних ремонтів відповідно);
- Три однофазні АТ2 типу АОДЦТН-417000/750/500/15,75 (1985, 1985, 1975 рр. виробництва; 2007, 2002, 2007 рр. виконання капітальних ремонтів відповідно);
- Три однофазні АТ3 типу АОДЦТН-333000/750/330/15,75 (1974, 1987, 1973 рр. виробництва; 1987, 2004, 2004 рр. виконання капітальних ремонтів відповідно);
- Три однофазні АТ-4 типу АОДЦТН-333000/750/330/15,75 (1982, 1976, 1976 рр. виробництва; 2000, 2006, 1983 рр. виконання капітальних ремонтів відповідно).

ВРП 750 кВ має 2 системи шин. Приєднання АТ2, АТ3 та ПЛ виконане за "полуторною" схемою (три вимикача на два приєднання). АТ1 та АТ4 підключені через два вимикачі. До ВРП 750 кВ приєднані дві ПЛ:

- ПЛ на ПС 750 кВ «Запорізька»;
- ПЛ на ПС 750 кВ «Південнодонбаська».

Шунтуючі реактори 750 кВ, що підключені через вимикачі, встановлені на приєднанні ПЛ 750 кВ «Південнодонбаська». По приєднанню ПЛ 750 кВ «Запорізька» ведуться роботи з заміни шунтуючих реакторів



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

ВРП 500 кВ побудоване за схемою "трансформатор - шини" з підключенням ПЛ через два вимикачі (схема 500-10), усього шість вимикачів та три заходи ліній. ВРП 500 кВ має два АТ 3х417 МВА (АТ-1 та АТ-2) на зв'язку з ВРП 750 кВ. АТ приєднані безпосередньо до I та II системи шин 500 кВ. Шунтуючий реактор 500 кВ підключений до ПЛ 500 кВ «Донська» (РФ).

До ВРП 500 кВ приєднані три ПЛ:

- Донбаська - Новодонбаська;
- Донбаська - Перемога;
- Донбаська - Донська (РФ),

Внаслідок воєнних дій в регіоні були пошкоджені ПЛ 500 кВ Донбаська – Новодонбаська та ПЛ 500 кВ Донбаська - Перемога.

ПЛ 500 кВ Донбаська – Новодонбаська наразі виведена з роботи.

ПЛ 500 кВ Донбаська – Перемога використана для утворення ПЛ 330 кВ Вуглегірська ТЕС – Донбаська.

ПЛ 500 кВ Донбаська - Донська (РФ) в роботі.

ВРП 330 кВ побудовано за "полуторною" схемою та має два АТ 3х333 МВА (АТ-3 та АТ-4) на зв'язку з ВРП 750 кВ. До листопада 2017 р. воно мало три заходи ПЛ 330 кВ, а саме:

- Вуглегірська ТЕС - Донбаська 1;
- Вуглегірська ТЕС - Донбаська 2;
- Слов'янська ТЕС - Донбаська.

В листопаді 2017 р. до 2 СШ 330 кВ через існуючий вимикач 500 кВ була підключена нова ПЛ Вуглегірська ТЕС - Донбаська 3 (утворена шляхом об'єднання частин ПЛ 500 кВ Донбаська - Перемога та ПЛ 330 кВ Вуглегірська ТЕС - Михайлівка, що були ушкоджені внаслідок воєнних дій).

Живлення власних потреб підстанції забезпечується трьома ТВП (один – 35/6 кВ та два – 15,75/6 кВ) та ТВП 6/0,4 кВ у кількості чотирнадцять з шин 6 кВ. Резервне живлення підстанція отримує з розподільчої мережі напругою 35 кВ. У разі втрати резервного живлення дизель-генератор підстанції забезпечує альтернативне джерело струму тільки для обладнання зв'язку.

Проблемні питання:

Загальний технічний стан обладнання задовільний. Обсяг обладнання, що вже було замінене, доволі значний.

Всі вимикачі 750, 500 та 330 кВ вже були замінені на елегазові.

Всі ТС відносно нові та в доброму технічному стані. Але згідно рекомендацій Державної інспекції з експлуатації електричних станцій та мереж від 05.04.2017 р. № 04/104 необхідно замінити ТС типів ТОГ-750 та ТОГ-765 на сучасні елегазові трансформатори струму.

ТН 500 та 330 кВ теж частково замінені на елегазові. Експлуатаційні параметри гумових ущільнень не замінені ТН, внаслідок тривалої експлуатації, погіршуються, що призводить до протікання оливи.

На роз'єднувачах та шинних опорах велика кількість застарілої та морально зношеної опорно-стрижньової ізоляції, навіть враховуючи постійний процес заміни при виконанні капітальних та поточних ремонтів. Пошук та комплектація запасних частин та компонентів до роз'єднувачів усіх класів напруги під час проведення ремонту дуже ускладнені, тому що більшість роз'єднувачів вироблено ще у 1970-х роках.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Жорстка ошиновка має поганий технічний стан, виявлені її поломки в місцях приєднання до обладнання. Ремонт проблемних місць виконується за допомогою гнучкої ошиновки. Особливе занепокоєння викликає стан опорних ізоляторів ошиновки.

Потребують заміни застарілі та морально зношені розрядники та конденсатори зв'язку.

Необхідний ремонт стоек біозахисту ВРП 500 кВ, 750 кВ.

Необхідний монтаж біозахисту ВРП 330 кВ.

Кабельне господарство підстанції характеризується значним ступенем зносу та старіння, включно з опорними конструкціями, які несуть кабелі (кабельні тунелі, канали та лотки, бетонні плити покриття), а також незадовільним станом значної частини самих кабелів через значний термін експлуатації.

Згідно протоколу випробувань ТОВ «НВП «Каскад» та НДПКІ «Молнія» по діагностуванню стану заземлюючого пристрою існуючий контур заземлення потребує ремонту.

Система постійного та змінного струму фізично застаріла і обладнання практично відпрацювало свій експлуатаційний термін.

На ПЛ 750 кВ встановлені нові релейні захисти. Більшість обладнання РЗА вже зношене, фізично та морально застаріле.

Будівлі ПС старі та мають ознаки руйнування, і тому потребують проведення реконструкції. Будівлі не обладнані системою кондиціонування повітря.

Необхідний ремонт автошляху до підстанції та на самій підстанції.

Внутрішнє та зовнішнє огороження мають поганий технічний стан і потребують ремонту або заміни.

Існуюче обладнання не дозволяє підключити ПС до системи віддаленого контролю та управління, тому його заміна є необхідною передумовою автоматизації підстанції.

Відносно непоганий технічний стан існуючого обладнання підтримується завдяки проведенню значних обсягів ремонту та технічного обслуговування, які виконуються обслуговуючим персоналом.

Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче.

Кількість обладнання ПС 750 кВ «Донбаська», яке вже було замінено в попередні роки та яке потребує заміни в рамках нового інвестиційного проєкту

Обладнання та системи	Загалом	Замінено або в процесі заміни	Потребує заміни
ВРП 750 кВ			
Автотрансформатори	12	2	4
Трансформатори	7	0	4
Шунтуючий реактор	6	3	3
Вимикачі	12	12	0
Роз'єднувачі	40	1	39
Трансформатори напруги	18	0	18
Трансформатори струму	30	30	23
Розрядники /ОПН	27	9	13
Загороджувачі	10	2	8
Конденсатори зв'язку	83	4	68
ВРП 500 кВ			



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Обладнання та системи	Загалом	Замінене або в процесі заміни	Потребує заміни
Шунтуючий реактор	3	0	3
Вимикачі	6	6	0
Роз'єднувачі	26	1	25
Трансформатори напруги	15	3	15
Трансформатори струму	21	21	4
Розрядники /ОПН	9	3	6
Загороджувачі	9	0	9
Конденсатори зв'язку	30	0	30
ВРП 330 кВ			
Вимикачі	8	8	0
Роз'єднувачі	26	0	26
Трансформатори напруги	15	4	11
Трансформатори струму	24	24	2
Розрядники /ОПН	6	0	6
Загороджувачі	6	0	6
Конденсатори зв'язку	18	1	18
Обладнання РЗА, комплект	1	0	1
Обладнання САП, комплект	1	0	1
Охоронне відеоспостереження, комплект	1	0	1
Пристрої логічного блокування	16	0	16
Акумуляторні батареї, комплект	2	1	1
Зарядні пристрої	3	3	0
Щит постійного струму, комплект	1	0	1
Щит змінного струму, комплект	1	0	1
ТВП	17	0	3
Система моніторингу стану силових трансформаторів	-	-	12
Пристрої логічного блокування	-	-	16
Комплекс SCADA	-	-	1
Дизель-генератор	-	-	1
Ремонт контуру заземлення	1	0	1

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 750, 500 та 330 кВ ПС 750 кВ «Донбаська» станом на 01.01.2020 р.

Системи шин	I кз max, кА
750 кВ	14,78
500 кВ	14,184
330 кВ	38,459

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.2.8 табл. 5.4.1.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

5.3.1.95 Реконструкція ПС 330 кВ «Миргород», за програмою «Модернізація мережі передачі Укренерго», за підтримки ЄБРР

Існуючий стан підстанції та основні обсяги реконструкції

Підстанція 330/110/35/10 кВ «Миргород» вводилася в експлуатацію двома пусковими комплексами. Перший пусковий комплекс, включно з ВРП 110/35/10 кВ, був введений в 1962р., а другий, включно за ВРП 330 кВ та розширенням ВРП 110 кВ, - у 1986 р.

Підстанція розташована у м. Миргород Полтавської області, за адресою вул. Енергетиків 2. Загальна площа підстанції складає 6,8 га.

Підстанція підпорядкована Полтавському РЕЦ Північної ЕС, яка є структурним підрозділом НЕК "Укренерго".

На **ВРП 110 кВ** ПС "Миргород" встановлені комірки компанії "Укрзалізниця" та Полтавської газовидобувної компанії, ця частина ВРП була реконструйована в 2007 р., включно із заміною АТ2.

Загальна встановлена потужність АТ дорівнює 400 МВА, а саме:

- АТ1 потужністю 200 МВА, типу АТДЦТН-200000/330/110/10 (виготовлений в 1986 р.);
- АТ2 потужністю 200 МВА, типу АТДЦТН-200000/330/110/10 (на балансі "Укрзалізниця", виготовлений в 2007 р.).

Крім того, є два силові трансформатори:

- 1Т 25 МВА типу ТДТН-25000/110/35/10 (виготовлений в 1984 р.);
- 2Т 40 МВА типу ТДТН-40000/110/35/10 (виготовлений в 1985 р.).

ВРП 330 кВ побудоване за схемою "трансформатор - шини" з підключенням ПЛ через два вимикачі (схема 330-10) з двома АТ та двома заходами ліній:

- ПЛ 330 кВ на ПС «Кременчук»;
- ПЛ 330 кВ на ПС «Північноукраїнська».

Схема ВРП 330 кВ є оптимальною для існуючої кількості заходів ПЛ та класу напруги і відповідає вимогам діючих технічних норм і стандартів України. Все існуюче обладнання ВРП 330 кВ відпрацювало визначений ресурс часу, морально та фізично застаріло та підлягає заміні. Реконструкція передбачає заміну старого обладнання на нове без зміни схеми.

ВРП 110 кВ побудоване за схемою "дві робочі секціоновані системи шин з обхідною" з двома обхідними та двома шиноз'єднувальними вимикачами (схема 110-8). До ВРП 110 кВ приєднані 13 ПЛ. Загальна кількість комірок становить 26, з яких 7 належать "Укрзалізниця" та 1 - Полтавської газовидобувної компанії. Основне обладнання ВРП 110 кВ виготовлено головним чином в 60-70-ті роки минулого сторіччя, а найновіші комірки - в 80-ті роки. Тільки вісім комірок, які не належать НЕК "Укренерго", було реконструйовано із заміною обладнання на нове, і тому вони знаходяться у доброму стані. Існуюча схема ВРП 110 кВ є рекомендованою для поточної кількості заходів ПЛ та класу напруги і відповідає вимогам діючих технічних норм і стандартів України. Реконструкція передбачає заміну старого обладнання на нове без зміни схеми.

Живлення власних потреб підстанції забезпечується двома ТСН потужністю 630 кВА кожен з шин 35 кВ, та двома трансформаторами потужністю 160 кВА кожен з шин 10 кВ. На ПС встановлені дві акумуляторні батареї свинцево-кислотного типу для живлення оперативних ланцюгів постійного струму: стара (118 комірок) виробництва 1963 р. та новіша (120 комірок) - виробництва 1986 р. Обидві АБ вже відпрацювали свій ресурс та потребують заміни. Половина зарядних пристроїв АБ були замінені в 2005 р. та знаходяться в доброму стані, проте інша частина були виготовлена в 1963 р. та потребує заміни. У разі втрати резервного живлення підстанція не має альтернативного джерела струму (дизель-генератора).



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Проблемні питання:

В цілому, незважаючи на солідний вік підстанції, основне обладнання знаходиться в задовільному технічному стані.

На сьогодні значна частина обладнання, що знаходиться в експлуатації, а також запчастини до нього вже зняті з виробництва.

Старі вимикачі, роз'єднувачі та ТС належать до морально застарілих типів обладнання та мають низькі показники надійності. Крім того, вони потребують постійного ремонту та обслуговування компресорної та системи стисненого повітря на ПС. Система стисненого повітря складається з трьох компресорів. Заміна повітряних вимикачів дозволить позбавитись системи стисненого повітря.

Обладнання РЗА вже зношене, фізично та морально застаріле, а деяку його частину вже знято з виробництва.

Роз'єднувачі мають тільки ручне управління. Опорна ізоляція та обертові колонки роз'єднувачів мають ознаки пошкоджень. Тільки половина обертових колонок знаходяться у задовільному технічному стані. Мали місце випадки розшарування ізоляції та появи дефектів опорної ізоляції та деяких елементів розрядників. Пошук та комплектація запасних частин та компонентів до роз'єднувачів усіх класів напруги під час проведення ремонту дуже ускладнені, тому що виробництво цих типів обладнання припинено.

Фарфорова ізоляція (опорні та підвісні ізолятори) фізично зношена та потребує заміни.

Експлуатаційні параметри гумових ущільнень ТС та ТН також погіршуються, що призводить до протікання оливи.

Кабельне господарство підстанції характеризується значним ступенем зносу та старіння, включно з опорними конструкціями, які несуть кабелі (кабельні лотки та канали, бетонні плити покриття), а також незадовільним станом значної частини самих кабелів через значний термін експлуатації.

Більшість обладнання підстанції зношене та потребує заміни. Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче. Не все обладнання, що потребує заміни, увійшло до обсягу реконструкції, точна кількість одиниць під заміну буде визначена у подальшому при виконанні ТЕО.

Кількість обладнання на ПС 330 кВ «Миргород», яке вже було замінено та яке потребує заміни

Обладнання та системи	Загалом	Замінено/ в процесі заміни / в задов.стані	Потребує заміни/ встановлення
ВРП 330 кВ			
Автотрансформатори	2	2	-
Вимикачі	4	-	4
Роз'єднувачі	14	-	14
Трансформатори напруги	12	-	12
Трансформатори струму	18	-	18
Розрядники /ОПН	6	-	6
Загороджувачі	11	-	8
Конденсатори зв'язку	8	-	8
ВРП 110 кВ			
Силові трансформатори	2	2	-
Вимикачі	23	-	23
Роз'єднувачі	86	-	86



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Обладнання та системи	Загалом	Замінене/ в процесі заміни / в задов.стані	Потребує заміни/ встановлення
Трансформатори напруги	14	-	14
Трансформатори струму	27	-	69
Розрядники /ОПН	26	-	26
Загороджувачі	15	-	15
Конденсатори зв'язку	15	-	15
Власні потреби			
ТВП	4	1	3
Заземлюючі реактори 10 кВ (ДГР) в комплекті з комплектом трансформаторами 10 кВ (ТДГР)	2	0	2
Акумуляторні батареї, (комплект)	2	0	2
Щит постійного струму (комплект)	2	0	2
Щит змінного струму (комплект)	1	0	1

Потребують поетапної заміни :

- вимикачі 330 кВ В1, В2, В3, В4, в експлуатації більше 30 років, спрацювання ресурсу, значний знос контактів та клапанів;
- вимикачі МКП-110, які в експлуатації з 1968 року -11од.
- трансформатор напруги 1ТН-35 - 3 од., вичерпали свій ресурс, у експлуатації з 1963 року, фізично зношені.
- АБ, щит постійного струму, ВАЗП на ГЦК, мають значне спрацювання комутаційних апаратів, спрацювання ресурсу в експлуатації більше 50 років.

У 2019 році виконано капітальні ремонти двох масляних вимикачів 110 кВ у комірках №№ 18, 20. Виконано заміну 18 од. ізоляторів на роз'єднувачах 35 кВ.

У 2020 році заплановано виконати капітальні ремонти повітряного вимикача 330 кВ «3В» та двох масляних вимикачів 110 кВ у комірках №№ 21, 25.

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 110 та 330 кВ ПС 330 кВ «Миргород» станом на 01.01.2020 р.

Величини струмів короткого замикання на шинах ПС 330 кВ «Миргород»

Системи шин	І кз (3ф), кА	І кз (1ф), кА
330 кВ	9.388	7.675
110 кВ	15.818	17.113

ПС 330 кВ «Миргород» є одним з об'єктів магістральної електричної мережі, через ПЛ 330 кВ підстанція має зв'язок з ПС 330 кВ «Північноукраїнська» та з ПС 330 кВ «Кременчук» та забезпечує електроенергією комунально-побутових споживачів і промислових споживачів м. Миргород та прилеглих населених пунктів. Метою реконструкції є забезпечення надійного електропостачання існуючих та перспективних споживачів м. Миргород та Полавської області.

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.2.9 табл. 5.4.1.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

5.3.1.96 Реконструкція ПС 330 кВ «Суми», за програмою «Другий проект з передачі електроенергії», за підтримки МБРР

Існуючий стан підстанції та основні обсяги реконструкції

Підстанція 330 кВ «Суми» введена в експлуатацію в 1961 р. та має напруги 330/110/35/6 кВ.

Вона розташована за адресою: м. Суми, вул. Березовий гай, 2. Загальна площа підстанції складає 9,2 га.

Підстанція підпорядкована Північній ЕС, яка є структурним підрозділом НЕК "Укренерго".

На 2020 р. на ПС 330 кВ «Суми» працюють три трифазних АТ напругою 330/110/35 кВ. Крім того встановлені два Т потужністю 15 і 16 МВА напругою 35/6,3 кВ. Загальна встановлена потужність АТ та Т дорівнює 481 МВА, а саме:

- 1АТ – 125 МВА, 330/110/35 (виготовлений в 1990 р., пройшов капремонт в 2002 р.);
- 3АТ – 200 МВА, 330/110/35 (АТ 1974 року виготовлення демонтований, триває заміна на новий АТ 2017 року виготовлення. Уведення нового АТ в експлуатацію відбулося у 2019 році);
- 4АТ – 125 МВА, 330/110/35 (виготовлений в 1986 р., пройшов капремонт у 1999 р.),
- 21Т – 15 МВА, 35/6,3 (виготовлений у 1963 р.),
- 22Т – 16 МВА, 35/6,3 (виготовлений у 1963 р.).

Зазначені Т і АТ, що знаходяться в експлуатації на підстанції, залишаться у роботі після реконструкції. ВРП 330 кВ працює по схемі «330-10» «трансформатори шини з приєднанням ліній через два вимикачі» та має 6 приєднань:

- АТ1 – АТДЦТН -125000/330/110/35 до ІСШ;
- АТ3 – АТДЦТН -200000/330/110/35 до ІІСШ;
- АТ4 – АТДЦТН -125000/330/110/35 до ІІСШ;
- ПЛ 330 кВ Суми північна;
- ПЛ 330 кВ Залютине;
- ПЛ 330 кВ Конотоп.

Компоновка існуючого ВРП 330 кВ на ПС 330 кВ «Суми» з однорядним розташуванням повітряних вимикачів, з гнучкою ошиновкою. Існуюче обладнання ВРП 330 кВ відпрацювало визначений ресурс часу, морально та фізично застаріло та підлягає заміні.

Реконструкція ВРП 330 кВ передбачає повну заміну всього існуючого обладнання, опорних конструкцій і порталів. Реконструкцію ВРП 330 кВ пропонується виконати із збереженням схеми «330-10» «трансформатори шини з приєднанням ліній через два вимикачі» при застосуванні гнучкої ошиновки. Враховуючи різну потужність автотрансформаторів доцільно виконати приєднання АТ1 і АТ4 потужністю по 125 МВА до першої системи шин, а АТ3 потужністю 200 МВА до другої системи шин.

ВРП 110 кВ виконано за схемою 110-7 «Дві робочі і обхідна системи шин», має 17 приєднань (чотирнадцять ПЛ 110 кВ, три АТ).

Компоновка існуючого ВРП 110 кВ виконана з розташуванням вимикачів у один ряд. Всі приєднання мають резервування через обхідну систему шин. Існуюче обладнання ВРП 110 кВ відпрацювало визначений ресурс часу, морально та фізично застаріло та підлягає заміні.

Схема існуючого ВРП 110 кВ не відповідає вимогам ПУЕ, в частині кількості приєднаних ПЛ. При реконструкції планується виконати за схемою 110-8 «дві робочі, секціоновані вимикачами, і обхідна системи шин з двома обхідними й двома шиноз'єднувальними вимикачами» із застосуванням жорсткої ошиновки. Реконструкцію ВРП 110 кВ пропонується здійснювати у межах існуючої території. Реконструкція виконується почергово з заміною всього обладнання 110 кВ, встановлюються нові будівельні конструкції і прокладаються нові кабелі у нових кабельних спорудах. Всі портали на ВРП 110 кВ встановлюються нові.

Розподільчі пристрої 6 та 35 кВ на даному етапі реконструкції не підлягають..



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Обладнання 0,4 кВ власних потреб змінного струму та щита постійного струму відпрацювало визначений ресурс часу, морально та фізично застаріло та підлягає заміні. Планується демонтаж існуючого обладнання та монтаж нових щитів власних потреб та постійного струму в новій будівлі БРП та існуючій будівлі ЗПК. Обладнання ВРП 330 кВ буде отримувати живлення від щитів власних потреб змінного і постійного струму з нової БРП. Обладнання ВРП 110 кВ буде отримувати живлення від щитів власних потреб змінного і постійного струму з існуючої будівлі ЗПК.

Захист обладнання та будівель, які будуть встановлюватись на підстанції, від прямих ударів блискавки, буде здійснюватися за допомогою окремо встановлених блискавковідводів та блискавковідводів, які встановлені на порталах.

Заземлюючий пристрій на території проведення реконструкції підстанції буде виконуватись за допомогою заглиблених вертикальних заземлювачів та горизонтальних заземлювачів зі смуги сталеві, які мають бути приєднані до існуючого контуру заземлення підстанції.

Проблемні питання:

В цілому, основне обладнання знаходиться в задовільному технічному стані.

Більша частина обладнання, що експлуатується, як і запасні частини до нього, на даний час виробниками вже не виготовляється. Слабкою ланкою в експлуатації є повітряні вимикачі, роз'єднувачі, розрядники і вимірювальні трансформатори.

Силове обладнання та пристрої РЗА, збору та реєстрації даних загалом вже зношене, фізично та морально застаріле, а більшу його частину вже знято з виробництва.

Опорна ізоляція та обертові колонки роз'єднувачів мають ознаки пошкоджень. Мали місце випадки дефектів ізоляції та деяких елементів роз'єднувачів. Пошук та комплектація запасних частин та компонентів до роз'єднувачів усіх класів напруги під час проведення ремонту дуже ускладнені, тому що виробництво цих типів обладнання припинено.

Фарфорова ізоляція (опорні та підвісні ізолятори) фізично зношена та потребує заміни.

Експлуатаційні параметри гумових ущільнень ТС та ТН також погіршуються, що призводить до протікання оливи.

ТН та ТС для систем виміру і обліку електроенергії використовуються класу 0,5. В системах обліку електроенергії частково впроваджені нові прилади обліку.

Система постійного струму фізично застаріла і обладнання практично відпрацювало свій експлуатаційний термін.

Кабельне господарство підстанції характеризується значним ступенем зносу та старіння, включно з опорними конструкціями, які несуть кабелі (кабельні лотки та канали, бетонні плити покриття), а також незадовільним станом значної частини самих кабелів через значний термін експлуатації.

Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче.

Кількість обладнання на ПС 330 кВ «Суми», яке вже було замінене в попередні роки та яке потребує заміни в рамках нового інвестиційного проєкту

Обладнання та системи	Загалом	Замінене/ в процесі заміни / в задов.стані	Потребує заміни/ встановлення
ВРП 330 кВ			
Автотрансформатори	3	3	-
Вимикачі	6	-	6
Роз'єднувачі	22	-	17*
Трансформатори напруги	9	-	15*
Трансформатори струму	18	-	18
Розрядники /ОПН	9	-	18**



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Обладнання та системи	Загалом	Замінене/ в процесі заміни / в задов.стані	Потребує заміни/ встановлення
Загороджувачі	9	-	9
Конденсатори зв'язку	9	-	9
ВРП 110 кВ			
Вимикачі	17	-	21*
Роз'єднувачі	68	-	78*
Трансформатори напруги	6	-	14*
Трансформатори струму	51	-	63**
Розрядники /ОПН	15	-	57**
Загороджувачі	15	-	15
Конденсатори зв'язку	15	-	15
Власні потреби			
ТВП	2	2	-
Акумуляторні батареї, (комплект)	1	-	2
Щит постійного струму (комплект)	1	-	2
Щит змінного струму (комплект)	1	-	2

* - не співпадає кількість у зв'язку зі зміною схем ВРП,

** - планується встановлення ОПН на ПЛ.

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 110 та 330 кВ ПС 330 кВ «Суми» станом на 01.01.2020 р.

Величини струмів короткого замикання на шинах ПС 330 кВ «Суми»

Системи шин	I кз (3ф), кА	I кз (1ф), кА
330 кВ	13.021	13.021
110 кВ	21.539	21.539

ПС 330 кВ «Суми» через ПЛ 330 кВ має зв'язок з ПС 330 кВ «Суми північна» та з ПС 330 кВ «Конотоп» і ПС 330 кВ «Залютине» та забезпечує електроенергією комунально-побутових споживачів і промислових споживачів м. Суми та прилеглих населених пунктів. Метою реконструкції є забезпечення надійного електропостачання існуючих та перспективних споживачів м. Суми та Сумської області.

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.4.16 табл. 5.4.1.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

5.3.1.97 Реконструкція ПС 330 кВ «Кременчук», за програмою «Другий проєкт з передачі електроенергії», за підтримки МБРР

Існуючий стан підстанції

Підстанція 330 кВ «Кременчук» введена в експлуатацію в 1975 р. та має напруги 330/150/35/10 кВ. Вона розташована за адресою: Полтавська обл. с. Кияшки, Міськрада Горішні Плавні 2Б. Загальна площа підстанції складає понад 12,82 га.

Підстанція підпорядкована Північній ЕС, яка є структурним підрозділом НЕК "Укренерго".

Загальна встановлена потужність АТ дорівнює 1000 МВА, а саме:

- АТ1 250 МВА, 330/150/10 кВ (виготовлений в 1974 р., пройшов капремонт в 1987 р.).
- АТ2 250 МВА, 330/150/10 кВ (виготовлений в 1977 р., пройшов капремонт в 2005 р.).
- АТ3 250 МВА, 330/150/10 кВ (виготовлений в 1983 р., пройшов капремонт в 1996 р.).
- АТ4 250 МВА, 330/150/10 кВ (виготовлений в 1991 р., пройшов капремонт в 2018-19 рр., зараз тривають роботи з монтажу й уведення в експлуатацію.).

ВРП 330 кВ виконаний за схемою «трансформатори-шини з приєднанням ліній через два вимикачі» (330-10). До ВРП 330 кВ приєднано чотири ПЛ 330 кВ:

- Миргород – Кременчук;
- Полтава – Кременчук;
- Кременчуцької ГЕС – Кременчук;
- Дніпровська – Кременчук.

ВРП 330 кВ зв'язаний з ВРП 150 кВ – за допомогою чотирьох АТ: АТ1, АТ2, АТ3 та АТ4 потужністю 250 МВА кожний.

ВРП 150 кВ побудоване за схемою «дві робочі, секціоновані вимикачами системи шин, і обхідна система шин із двома обхідними й двома шиноз'єднувальними вимикачами» (загалом 15 ліній і чотири АТ).

Електропостачання власних потреб підстанції здійснюється від шин 10 кВ через два ТВП потужністю 630 кВА кожний та резервне живлення через трансформатор 35/0,4 кВ відпайки від повітряної лінії 35кВ «Щербачи-Потоки».

Технічний стан обладнання підстанції задовільний.

Потребують поетапної заміни :

- вимикачі 330 кВ «1В» – «8 В» – 8 од, в експлуатації більше 30 років, спрацювання ресурсу, значний знос контактів та клапанів;
- трансформатори струму 330 кВ «ТС330 2В», «ТС330 3В», «ТС330 5В» - 9 од., вичерпали свій ресурс, у експлуатації з 1975 року, фізично зношені.
- трансформатор напруги 330 кВ «ТН 1с.ш. 330», «1ТНЛ-330», «3ТНЛ-330» - 9 од., повне спрацювання ресурсу, у експлуатації від 30 до 40 років.

У 2019 році виконано капітальні ремонти вимикачів 150 кВ у ком. №№ 7, 21. Виконано заміну одного дефектного уводу 150 кВ на АТ-3 ф А. Завершено роботи з реконструкції підстанції з уведенням до роботи автотрансформатора 4АТ. Виконуються роботи з будівництва будівлі КРПЕ.

У 2020 році заплановано продовжити роботи з реконструкції підстанції за Компонентом 1 "Реабілітація трансформаторних підстанцій" та Підкомпонентом 2.1 "Встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності на об'єктах західного і південно-західного регіонів України" та реконструкції ВРП-330/150 кВ з уведенням до роботи.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.4.17 табл. 5.4.1.

5.3.1.98 Реконструкція ПС 750 кВ «Північноукраїнська», за програмою «Другий проєкт з передачі електроенергії», за підтримки МБРР

Існуючий стан підстанції та основні обсяги реконструкції

Підстанція 750 кВ «Північноукраїнська» введена в експлуатацію в 1989 р. та має напруги 750/330/35/15,75/6 кВ.

Вона розташована за адресою: Сумська область, Роменський район, територія Заруднянської сільської ради. Загальна площа підстанції складає 28 га.

Підстанція підпорядкована Північній ЕС, яка є структурним підрозділом НЕК "Укренерго".

Загальна встановлена потужність АТ дорівнює 999 МВА, а саме:

- 2АТ – 3х333 МВА, 750/330/15,75 кВ (ф.А: виготовлений в 1988 р., пройшов капремонт в 2002р., ф.В: виготовлений в 1988 р., пройшов капремонт в 2003 р., ф.С: виготовлений в 1990р., пройшов капремонт в 2003 р. та 2007 р.).

Група з трьох однофазних автотрансформаторів 750/330/15,75 кВ потужністю по 333 МВА кожний, що знаходиться в експлуатації на підстанції, залишиться у роботі після реконструкції.

ВРП 750 кВ виконано за схемою «трансформатор-шини з приєднанням лінії електропередавання через два вимикачі» та має 2 приєднання:

- 2АТ- трифазна група АТ 750/330 кВ потужністю 3х333 МВА;
- ПЛ 750 кВ «Курська АЕС» (Росія).

Через вимикач «ВОР ПЛ КАЕС» під'єднано шунтуючі реактори 750 кВ «ПЛ Курська АЕС»:

- ф.А – РОМ-110000/750 (виготовлений в 2006 р., капремонту не було);
- ф.В – РОДЦ-110000/750 (виготовлений в 1988 р., пройшов капремонт у 2001р. та 2014р.);
- ф.С – РОДЦ-110000/750 (виготовлений в 1986 р., пройшов капремонт у 1997р. та 2006г.).

Обладнання ВРП 750 кВ вже замінено на сучасне за попередніми проєктами та реконструкції не підлягає. Потребують поетапної заміни роз'єднувачі 750 кВ – 4 од.

У 2019 році виконано заміну конденсатора зв'язку 330 кВ ПЛ-330 кВ «Миргород» та заміну трансформатора струму 750 кВ типу ТОГ-750 на SAS-765.

У 2020 році заплановано завершити роботи із заміни роз'єднувачів 750 кВ - 4 од, та заміни ТС-750 ВЗ на надійні.

ВРП 330 кВ виконано за схемою 330-10 "Трансформатори-шини з приєднанням ліній через два вимикачі" та має 4 приєднання:

- автотрансформатор 2АТ;
- ПЛ 330 кВ Миргород;
- ПЛ 330 кВ Полтава;
- ПЛ 330 кВ Суми північна.

Частково реконструкцію ВРП 330 кВ вже проведено в 2012-2014 рр. Всі існуючі вимикачі та трансформатори струму вже були замінені на сучасні, з елегазовою ізоляцією. Тому в даному проєкті реконструкція ВРП 330 кВ полягає в заміні:

- всіх існуючих роз'єднувачів на сучасні з електродвигунними приводами для головних і заземлюючих ножів для централізованого дистанційного управління з ГЩУ підстанції, а також з можливістю місцевого керування з ВРП 330 кВ;
- існуючих маслонаповнених трансформаторів напруги 330 кВ на нові з елегазовою ізоляцією;



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

- високочастотних загороджувачів ПЛ 330 кВ;
- конденсаторів зв'язку.

Демонтажні та монтажні роботи виконуються на території діючої розподільчої установки з певними відключеннями під час реконструкції. Головна електрична схема залишається існуюча «330-10» «Трансформатори шини з приєднанням ліній через два вимикачі».

ВРП 35 кВ передбачена для живлення ТВП (ЗТ) 35/6 кВ від ПЛ 35 кВ «Анастасіївка» для забезпечення резерву власних потреб ПС. Оскільки існуюче обладнання ВРП 35 кВ і ТВП 35/6 кВ морально і фізично застаріле і виробило свій ресурс, передбачено його демонтаж та встановлення нового:

- трансформатор силовий масляний 35/6 кВ, 2500 кВА;
- вимикач вакуумний;
- роз'єднувач триполюсний з ручним приводом;
- трансформатори струму;
- трансформатори напруги та запобіжники;
- ОПН;
- кабельні муфти перехідні.

Існуюча закрыта розподільча установка **ЗРУ 15 кВ** живиться від обмотки НН 15,75 кВ автотрансформатора 2АТ та живить ТВП 2Т потужністю 4000 кВА, напругою 15,75/6 кВ, який розташовано біля ЗРУ 15 кВ.

Існуюче обладнання 15,75 кВ в будівлі ЗРУ 15 кВ морально і фізично застаріле і виробило свій ресурс, передбачено його демонтаж та встановлення нового:

- струмообмежувальний реактор 15,75 кВ для зниження струмів короткого замикання на шинах ЗРУ 15 кВ;
- вакуумний вимикач;
- роз'єднувач триполюсний з двома заземлюючими ножами;
- роз'єднувач триполюсний з одним заземлюючим ножом;
- трансформатори напруги;
- трансформатори струму.

Трансформатор 2Т замінюється на новий силовий масляний трансформатор 15,75/6 кВ, потужністю 2500 кВА.

Розподільчі установки 6 кВ. Існуюче обладнання 6 кВ морально і фізично застаріле і виробило свій ресурс тому передбачено його демонтаж. Замість нього в існуючій будівлі компресорної установки після демонтажу компресорного обладнання та реконструкції будівлі, планується монтаж трансформаторної підстанції (ТП) 6/0,4 кВ з обладнанням внутрішнього встановлення, до складу якого входять:

1) розподільча установка (КРУ) 6 кВ, що складається з:

- комірки секційного вакуумного вимикача;
- увідних комірок з вакуумними вимикачами для живлення секцій РП 6 кВ від трансформаторів 2Т 15,75/6 кВ та ЗТ 35/6 кВ по кабельним зв'язкам;
- лінійних комірок з вакуумними вимикачами для приєднання кабельних ліній живлення ТВП 1, ТВП 2, ТВП 3, ТВП 4;
- комірок трансформаторів напруги з вимикачами навантаження;

2) внутрішнього встановлення ТВП 1 та ТВП 2 напругою 6/0,4 кВ, потужністю 630 кВА;

3) щит змінного струму власних потреб 0,4 кВ, що складається з 10 шаф.

Поряд з приміщенням ЗРУ 15,75 кВ планується монтаж комплектної двотрансформаторної підстанції зовнішнього встановлення (КТПЗ) 6/0,4 кВ у складі ТВП 3 та ТВП 4 напругою 6/0,4 кВ, потужністю по 630 кВА та розподільчого пристрою власних потреб 0,4 кВ змінного струму. Живлення ТВП 3 та ТВП 4 у складі КТПЗ 6/0,4 кВ планується від РП 6 кВ, розташованого у ТП 6/0,4 кВ.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Живлення власних потреб підстанції після реконструкції заплановано від ТВП 1, ТВП 2, ТВП 3, ТВП 4 напругою 6/0,4 кВ, розташованих в ТП 6/0,4 кВ та КТПЗ 6/0,4 кВ, як описано вище. Для допоміжного незалежного резервування живлення відповідальних споживачів власних потреб підстанції планується дизель-генератор напругою 0,4 кВ зовнішнього встановлення. В існуючих будівлях ЗПУ та БРП планується демонтаж існуючих та монтаж нових щитів власних потреб змінного струму, живлення яких виконується від секцій нового щита власних потреб 0,4 кВ в КТПЗ 6/0,4 кВ.

В існуючому приміщенні РЗА та в БРП планується монтаж нових щитів постійного струму із зарядно-підзарядними агрегатами, живлення яких здійснюється від існуючих малообслуговуваних акумуляторних батарей з рідким електролітом, 2007 та 2016 років введення в експлуатацію, стан яких задовільний. Акумуляторні батареї розташовані в окремих приміщеннях.

Для захисту від грозових та внутрішніх перенапруг електрообладнання 35, 15 та 6 кВ планується встановлення ОПН. На ВРП 330 кВ розрядники вже було замінено на ОПН під час проведеної раніше часткової реконструкції ВРП 330 кВ.

Захист проектних установок та споруд від прямих ударів блискавки здійснюється за допомогою існуючих блискавковідводів на порталних конструкціях ВРП 330 кВ й окремо розташованими проектними блискавковідводами на території ПС.

Проблемні питання:

В цілому основне обладнання знаходиться в задовільному технічному стані.

Більша частина обладнання, що підлягає заміні, як і запасні частини до нього, на даний час виробниками вже не виготовляється. Слабкою ланкою в експлуатації є роз'єднувачі, вимірювальні трансформатори і обладнання власних потреб.

Силове обладнання та пристрої РЗА, збору та реєстрації даних загалом вже зношене, фізично та морально застаріле, а деяку його частину вже знято з виробництва.

Опорна ізоляція та обертові колонки роз'єднувачів мають ознаки пошкоджень. Мали місце випадки дефектів ізоляції та деяких елементів роз'єднувачів. Пошук та комплектація запасних частин та компонентів до роз'єднувачів під час проведення ремонту дуже ускладнені, тому що виробництво цих типів обладнання припинено.

Фарфорова ізоляція (опорні та підвісні ізолятори) фізично зношена та потребує заміни.

Експлуатаційні параметри гумових ущільнень ТН також погіршуються, що призводить до протікання оливи.

Системи збору даних, вимірювань та обліку електроенергії були частково модернізовані. На підстанції немає повномасштабної системи управління.

Система власних потреб морально та фізично застаріла і обладнання практично відпрацювало свій експлуатаційний термін.

Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче.

Кількість обладнання на ПС 750 кВ «Північноукраїнська», яке вже було замінено в попередні роки та яке потребує заміни в рамках нового інвестиційного проєкту

Обладнання та системи	Загалом	Замінене/ в процесі заміни / в задов.стані	Потребує заміни/ встановлення
ВРП 750 кВ			
Автотрансформатори однофазні	3	3	-
Шунтуючі реактори однофазні	3	3	-
Вимикачі	3	3	-
Роз'єднувачі	7	7	-
Трансформатори напруги	6	6	-



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Обладнання та системи	Загалом	Замінене/ в процесі заміни / в задов.стані	Потребує заміни/ встановлення
Трансформатори струму	9	9	-
Розрядники /ОПН	6	6	-
Загороджувачі	14	14	-
Конденсатори зв'язку	6	6	-
ВРП 330 кВ			
Вимикачі	6	6	-
Роз'єднувачі	19	-	19
Трансформатори напруги	15	-	15
Трансформатори струму	18	18	-
Розрядники /ОПН	6	6	-
Загороджувачі	11	-	11
Конденсатори зв'язку	11	-	11
35 кВ			
Трансформатор силовий	1	-	1
Вимикачі	1	-	1
Роз'єднувачі	1	-	1
Трансформатори напруги	3	-	3
Трансформатори струму	3	-	3
Розрядники /ОПН	3	-	3
15,75 кВ			
Трансформатор силовий	1	-	1
Вимикачі	1	-	1
Роз'єднувачі	2	-	2
Трансформатори напруги	3	-	3
Трансформатори струму	3	-	3
Розрядники /ОПН	3	-	3
Струмообмежувальні реактори	3	-	3
Власні потреби			
ТВП	4	-	4
Комірки трансформаторів напруги 6 кВ	2	-	2
Комірки лінійні та увідні 6 кВ	6	-	6
Акумуляторні батареї, (комплект)	4	4	-
Щит постійного струму (комплект)	2	-	2
Щит змінного струму (комплект)	2	=	2

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 750 та 330 кВ ПС 750 кВ «Північноукраїнська» станом на 01.01.2020 р.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Величини струмів короткого замикання на шинах ПС 750 кВ «Північноукраїнська»

Системи шин	I кз (3ф), кА	I кз (1ф), кА
750 кВ	7.773	6.650
330 кВ	15.063	15.530

ПС 750 кВ «Північноукраїнська» через ПЛ 330 кВ має зв'язок з ПС 330 кВ «Суми північна», ПС 330 кВ «Полтава», ПС 330 кВ «Миргород» та на напрузі 750 кВ - зв'язок з енергосистемою Російської Федерації. Метою реконструкції є забезпечення надійного електропостачання існуючих та перспективних споживачів Полтавської та Сумської області.

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.4.18 табл. 5.4.1.

5.3.1.99 Реконструкція ПС 330 кВ «Конотоп», за програмою «Другий проєкт з передачі електроенергії», за підтримки МБРР

Існуючий стан підстанції та основні обсяги реконструкції

Підстанція 330 кВ «Конотоп» введена в експлуатацію в 1973 р. та має напруги 330/110/10 кВ.

Вона розташована за адресою: Сумська область, Конотопський район, с. Привокзальне, вул. Соснівська, № 2г. Загальна площа підстанції складає 8,4 га.

Підстанція підпорядкована Північній ЕС, яка є структурним підрозділом НЕК "Укренерго".

Загальна встановлена потужність АТ та Т дорівнює 375 МВА, а саме:

- 1АТ – 125 МВА, 330/110/10 (виготовлений в 1989 р., пройшов капремонт в 2002 р.);
- 2АТ – 125 МВА, 330/110/10 (виготовлений в 1987 р., пройшов капремонт в 2001 р.);
- 3АТ – 125 МВА, 330/110/35 (тривають роботи із заміни автотрансформатора 1967 року виготовлення на новий - згідно з Інвестиційною програмою 2016 року придбано автотрансформатор типу АТДТН-125000/330/110/10,5-У1 (2016 року виготовлення).

ВРП 330 кВ виконано за схемою 330-10 «Трансформатори-шини з приєднанням ліній через два вимикачі» та має 6 приєднань:

- автотрансформатор 1АТ;
- автотрансформатор 2АТ;
- автотрансформатор 3АТ;
- ПЛ 330 кВ Шостка;
- ПЛ 330 кВ Суми;
- ПЛ 330 кВ Ніжинська.

Компоновка існуючого ВРП 330 кВ на ПС 330/110/10 кВ «Конотоп» – з однорядним розташуванням повітряних вимикачів, з гнучким ошиновуванням. Майже все існуюче обладнання ВРП 330 кВ відпрацювало визначений ресурс часу, морально та фізично застаріло та підлягає заміні. Часткова реконструкція ВРП 330кВ підстанції вже проводилася. Частково замінені вимикачі, ТС, ТН, ОПН.

Реконструкція ВРП 330 кВ передбачає демонтаж існуючого обладнання, що морально та фізично застаріло, і опорних конструкцій, спорудження нового ВРП 330 кВ з жорстким ошиновуванням збірних шин та встановленням нового обладнання. Головна електрична схема залишається існуюча «330-10» «Трансформатори шини з приєднанням ліній через два вимикачі».



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

ВРП 110 кВ виконано за схемою «110-7» «Дві робочі і обхідна система шин», має 14 приєднань (одинадцять ПЛ 110 кВ, три АТ).

Компоновка існуючого ВРП 110 кВ виконана з розташуванням вимикачів у один ряд. Всі приєднання мають резервування через обхідну систему шин. Існуюче обладнання ВРП 110 кВ відпрацювало визначений ресурс часу, морально та фізично застаріло та підлягає заміні. Часткова реконструкція ВРП 110 кВ підстанції вже проводилася. Всі існуючі вимикачі 110 кВ вже замінені на нові елегазові вимикачі, частково замінені ТС, ТН, ОПН.

Реконструкція ВРП 110 кВ передбачає демонтаж існуючого обладнання, що морально та фізично застаріло, і опорних конструкцій; спорудженням нового ВРП 110 кВ з жорстким ошинуванням та встановленням нового обладнання. Головна електрична схема залишається існуюча «110-7» «Дві робочі і обхідна система шин».

РП 10 кВ виконаний за схемою 10-2 «Дві, секціоновані вимикачами, системи шин», виконано на базі ЗРУ 10 кВ і складається з 41 комірки. Від КРП 10 кВ живляться ТВП-1 та ТВП-2. Обладнання 10 кВ відпрацювало визначений ресурс часу, морально та фізично застаріло та підлягає заміні.

Реконструкція передбачає:

- демонтаж існуючих ТВП 10/0,4 кВ;
- встановлення двох нових ТВП 10/0,4 кВ з підключенням до шинних мостів 1АТ, 2АТ-3АТ через комплектні розподільчі пристрої зовнішнього встановлення 10 кВ (КРПЗ 10 кВ);
- встановлення двох нових комплектних розподільчих пристроїв зовнішнього встановлення 10 кВ (КРПЗ 10 кВ) для живлення двох нових ТВП 10/0,4 кВ.
- демонтаж існуючого обладнання ЗРУ 10 кВ;
- спорудження нового комплектного розподільчого пристрою внутрішньої установки 10 кВ (КРПЗ 10 кВ) з розташуванням в існуючій будівлі ЗРУ 10 кВ (для живлення розподільчої мережі 10 кВ);
- демонтаж старих та встановлення нових заземлюючих реакторів 10 кВ (ДГР-1, ДГР-2) разом в комплекті з трансформаторами 10 кВ (ТДГР-1, ТДГР-2) та роз'єднувачами 10 кВ для розподільчої мережі 10 кВ;
- демонтаж старих та встановлення двох нових струмообмежувальних реакторів 10 кВ (Р-1, Р-2);
- демонтаж та встановлення нових роз'єднувачів 10 кВ.

Для живлення власних потреб змінного струму в новій будівлі БРП 330 кВ та БРП 110 кВ передбачається встановлення двох щитів власних потреб (ЩВП №1, ЩВП №2) 0,4 кВ. Від щитів власних потреб передбачається живлення заведення пружин вимикачів, приводів роз'єднувачів, обігрівів приводів вимикачів, роз'єднувачів і шаф зовнішньої установки, щитків робочого освітлення, нагрівальних пристроїв, пристроїв вентиляції та кондиціонування, засобів ДТУ, ремонтних мереж тощо. Робоче освітлення приміщень передбачається підвісними та настінними світлодіодними світильниками, що відповідають призначенню приміщень. Ремонтне освітлення передбачається від розетки 12 В понижувального трансформатора 220/12 В. При повному зникненні напруги аварійне освітлення передбачається від щита постійного струму. В нормальному режимі аварійне освітлення живиться від щита власних потреб.

Живлення всіх пристроїв РЗА, керування, а також світильників аварійного освітлення при повному зникненні напруги передбачається оперативним струмом напругою 220 В постійного струму. Для цього в нових будівлях БРП 330 кВ та БРП 110 кВ передбачається встановлення двох щитів постійного струму на напругу 220 В.

ЩПС, який встановлюється в БРП 330 кВ, складається з п'яти шаф та живиться від випрямних пристроїв і акумуляторної батареї. Акумуляторна батарея встановлюється в окремому приміщенні.

ЩПС, який встановлюється в БРП 110 кВ, складається з двох шаф типу ШОТ та живиться від випрямних пристроїв і акумуляторної батареї. Акумуляторна батарея встановлюється в шафі ШОТ.

Захист обладнання та будівель, які будуть встановлюватись на підстанції, від прямих ударів блискавки, буде здійснюватися за допомогою існуючих та нових, окремо встановлених блискавковідводів та блискавковідводів, які встановлені на порталах.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Проблемні питання:

В цілому, незважаючи на солідний вік підстанції, основне обладнання знаходиться в задовільному технічному стані.

Більша частина обладнання, що експлуатується, як і запасні частини до нього, на даний час виробниками вже не виготовляється. Слабкою ланкою в експлуатації є повітряні вимикачі, роз'єднувачі і вимірювальні трансформатори.

Силове обладнання та пристрої РЗА, збору та реєстрації даних загалом вже зношене, фізично та морально застаріле, а деяку його частину вже знято з виробництва.

Опорна ізоляція та обертові колонки роз'єднувачів мають ознаки пошкоджень. Мали місце випадки дефектів ізоляції та деяких елементів роз'єднувачів. Пошук та комплектація запасних частин та компонентів до роз'єднувачів усіх класів напруги під час проведення ремонту дуже ускладнені, тому що виробництво цих типів обладнання припинено.

Фарфорова ізоляція (опорні та підвісні ізолятори) фізично зношена та потребує заміни.

Експлуатаційні параметри гумових ущільнень ТС та ТН також погіршуються, що призводить до протікання оливи.

Трансформатори струму та напруги для систем виміру і обліку електроенергії використовуються класу 0,5. В системах обліку електроенергії частково впроваджені нові прилади обліку.

Системи збору даних, вимірювань та обліку електроенергії були частково модернізовані. На підстанції немає повномасштабної системи управління.

Система постійного струму фізично застаріла і обладнання практично відпрацювало свій експлуатаційний термін.

Кабельне господарство підстанції характеризується значним ступенем зносу та старіння, включно з опорними конструкціями, які несуть кабелі (кабельні лотки та канали, бетонні плити покриття), а також незадовільним станом значної частини самих кабелів через значний термін експлуатації.

Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче.

Кількість обладнання на ПС 330 кВ «Конотоп», яке вже було замінено в попередні роки та яке потребує заміни в рамках нового інвестиційного проєкту

Обладнання та системи	Загалом	Замінене/ в процесі заміни / в задов.стані	Потребує заміни/ встановлення
ВРП 330 кВ			
Автотрансформатори	3	3	-
Вимикачі	6	1	5
Роз'єднувачі	20	1	19
Трансформатори напруги	15	9	6
Трансформатори струму	18	6	12
Розрядники /ОПН	9	0	9
Загороджувачі	9	0	9
Конденсатори зв'язку	9	0	9
ВРП 110 кВ			
Вимикачі	16	16	-
Роз'єднувачі	63	-	63
Трансформатори напруги	6	6	-
Трансформатори струму	48	42	6



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Обладнання та системи	Загалом	Замінене/ в процесі заміни / в задов.стані	Потребує заміни/ встановлення
Розрядники /ОПН	15	9	6
Загороджувачі	15	0	15
Конденсатори зв'язку	11	0	11
10 кВ та власні потреби			
ТВП	4	2	2
Заземлюючі реактори 10 кВ (ДГР) в комплекті з комплекті з трансформаторами 10 кВ (ТДГР)	2	0	2
Струмообмежувальні реактори 10 кВ	2	0	2
Комірки з обладнанням 10 кВ	41	0	41
Акумуляторні батареї, (комплект)	1	0	2
Щит постійного струму (комплект)	1	0	2
Щит змінного струму (комплект)	1	0	2

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 110 та 330 кВ ПС 330 кВ «Конотоп» станом на 01.01.2020 р.

Величини струмів короткого замикання на шинах ПС 330 кВ «Конотоп»

Системи шин	І кз (3ф), кА	І кз (1ф), кА
330 кВ	9.770	8.203
110 кВ	15.864	16.995

ПС 330 кВ «Конотоп» через ПЛ 330 кВ має зв'язок з ПС 330 кВ «Суми», ПС 330 кВ «Шостка» і ПС 330 кВ «Ніжинська» та забезпечує електроенергією комунально-побутових споживачів і промислових споживачів м. Конотоп та прилеглих населених пунктів. Метою реконструкції є забезпечення надійного електропостачання існуючих та перспективних споживачів м. Конотоп та Сумської області.

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Протягом 2019 року виконано реконструкцію ВРП 330 кВ ПС 330 кВ «Конотоп» із заміною обладнання (повітряних вимикачів, трансформаторів струму, трансформаторів напруги).

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.4.19 табл. 5.4.1.

5.3.1.100 Реконструкція ПС 330 кВ «Полтава», за програмою «Другий проєкт з передачі електроенергії», за підтримки МБРР

Існуючий стан підстанції та основні обсяги реконструкції

Підстанція 330 кВ «Полтава» введена в експлуатацію в 1962 р. та має напруги 330/110/6 кВ.

Вона розташована за адресою: Полтавська обл., Полтавський р-н, с. Щербані, вул. Підстанційна 1. Загальна площа підстанції складає 8,4 га.

Підстанція підпорядкована Північній ЕС, яка є структурним підрозділом НЕК "Укренерго".

Загальна встановлена потужність АТ дорівнює 650 МВА, а саме:

- АТ1 – 125 МВА, 330/110/6 (виготовлений у 2016 р., капремонту не було);
- АТ2 – 125 МВА, 330/110/6 (виготовлений у 2009 р., капремонт не було);



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

- АТЗ – 200 МВА, 330/110/6 (виконано роботи із заміни автотрансформатора 1971 року виготовлення на новий автотрансформатор 2016 року виготовлення. Уведення нового автотрансформатора в експлуатацію відбулося у 2019 році);
- АТ4 – 200 МВА, 330/110/6 (виготовлений в 1987 р., пройшов капремонт у 2000 році).

Зазначені АТ за даним проектом заміні або реконструкції не підлягають та залишаться у роботі після реконструкції.

ВРП 330 кВ виконано за схемою 330-10 “Трансформатори-шини з приєднанням ліній через два вимикачі” та має 7 приєднань:

- автотрансформатор АТ-1;
- автотрансформатор АТ-2;
- автотрансформатор АТ-3;
- автотрансформатор АТ-4;
- ПЛ 330 кВ Зміївська ТЕС;
- ПЛ 330 кВ Кременчук;
- ПЛ 330 кВ Північноукраїнська.

Компоновка існуючого ВРП 330 кВ на ПС 330 кВ «Полтава» – з однорядним розташуванням вимикачів, з гнучким ошикуванням. Значна частина існуючого обладнання та майже всі фундаменти, опори під обладнання, шинні і коміркові портали відпрацювали визначений ресурс часу, морально та фізично застарілі та підлягають заміні. Часткова реконструкція ВРП 330 кВ підстанції вже проводилася. Замінені вимикачі, ТС, ОПН АТ та частково роз'єднувачі.

Реконструкція ВРП 330 кВ передбачає демонтаж старого та спорудження нового ВРП 330 кВ з гнучким ошикуванням з влаштуванням нових фундаментів, монтажу опор під обладнання, шинних, коміркових порталів, з повною заміною всього існуючого обладнання (окрім шести елегазових вимикачів, трьох роз'єднувачів, шести комплектів елегазових трансформаторів струму, чотирьох комплектів ОПН). Головна електрична схема залишається існуюча «330-10» “Трансформатори шини з приєднанням ліній через два вимикачі”.

ВРП 110 кВ виконано за схемою 110-8 «Дві робочі, секціоновані вимикачами, і обхідна система шин з двома обхідними і двома шиноз'єднувальними вимикачами” (шістнадцять ПЛ 110 кВ, чотири АТ). Усього 24 вимикачі 110 кВ.

Компоновка існуючого ВРП 110 кВ виконана з розташуванням вимикачів у один ряд. Всі приєднання мають резервування через обхідну систему шин. Існуюче обладнання ВРП 110 кВ відпрацювало визначений ресурс часу, морально та фізично застаріло та підлягає заміні. Реконструкція ВРП 110 кВ передбачає демонтаж всього існуючого обладнання і опорних конструкцій; спорудженням нового ВРП 110 кВ з повною заміною всього існуючого обладнання і будівельної частини з використанням технології КРПЕ 110 кВ та жорсткого ошикування. Всі портали на ВРП 110 кВ встановлюються нові. Для РП 110 кВ приймається схема №110-8М «Дві робочі, секціоновані вимикачами, системи шин з двома шиноз'єднувальними вимикачами» з застосуванням гібридних комбінованих комірок 110 кВ без обхідної системи шин.»

Розподільчий пристрій 6 кВ на даному етапі реконструкції не підлягають. Реконструкція РП-6кВ виконується за окремим договором та повинна бути виконана до початку реконструкції за цим етапом.

Обладнання власних потреб відпрацювало визначений ресурс часу, морально та фізично застаріло та підлягає заміні. Реконструкція обладнання власних потреб передбачає:

- встановлення двох ТВП 6/0,4 кВ з підключенням до шинних мостів 6 кВ АТ-1, АТ-2;
- встановлення двохкоміркових КРУЗ 6 кВ для живлення двох нових ТВП 6/0,4 кВ;
- демонтаж існуючих ТВП 6/0,4 кВ;



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

- встановлення нової дизель-генераторної станції,
- встановлення нових щитів власних потреб змінного і постійного струму та акумуляторної батареї в новій будівлі БРП 330 кВ (для живлення обладнання ВРП 330 кВ);
- встановлення нових щитів власних потреб змінного і постійного струму та акумуляторної батареї в новій будівлі БРП 110 кВ (для живлення обладнання ВРП 110 кВ).

Захист обладнання та будівель, які будуть встановлюватись на підстанції, від прямих ударів блискавки, буде здійснюватися за допомогою блискавковідводів на конструкціях ВРП 330 кВ, ВРП 110 кВ й окремо розташованими блискавковідводами.

Проблемні питання:

В цілому, основне обладнання знаходиться в задовільному технічному стані.

Більша частина обладнання, що експлуатується, як і запасні частини до нього, на даний час виробниками вже не виготовляється. Слабкою ланкою в експлуатації є масляні вимикачі, роз'єднувачі і вимірювальні трансформатори.

Силове обладнання та пристрої РЗА, збору та реєстрації даних загалом вже зношене, фізично та морально застаріле, а деяку його частину вже знято з виробництва.

Опорна ізоляція та обертові колонки роз'єднувачів мають ознаки пошкоджень. Мали місце випадки дефектів ізоляції та деяких елементів роз'єднувачів. Пошук та комплектація запасних частин та компонентів до роз'єднувачів усіх класів напруги під час проведення ремонту дуже ускладнені, тому що виробництво цих типів обладнання припинено.

Фарфорова ізоляція (опорні та підвісні ізолятори) фізично зношена та потребує заміни.

Експлуатаційні параметри гумових ущільнень вимірювальних трансформаторів також погіршуються, що призводить до протікання оливи.

Системи збору даних, вимірювань та обліку електроенергії були частково модернізовані. На підстанції немає повномасштабної системи управління.

Система постійного струму фізично застаріла і обладнання практично відпрацювало свій експлуатаційний термін.

Кабельне господарство підстанції характеризується значним ступенем зносу та старіння, включно з опорними конструкціями, які несуть кабелі (кабельні лотки та канали, бетонні плити покриття), а також незадовільним станом значної частини самих кабелів через значний термін експлуатації.

Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче.

Кількість обладнання на ПС 330 кВ «Полтава», яке вже було замінено в попередні роки та яке потребує заміни в рамках нового інвестиційного проєкту

Обладнання та системи	Загалом	Замінено/ в процесі заміни / в задов.стані	Потребує заміни/ встановлення
ВРП 330 кВ			
Автотрансформатори	4	4	-
Вимикачі	6	6	-
Роз'єднувачі	22	3	19
Трансформатори напруги	15	-	15
Трансформатори струму	18	18	-
Розрядники /ОПН	12	12	-
Загороджувачі	9	-	9
Конденсатори зв'язку	9	-	9



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Обладнання та системи	Загалом	Замінене/ в процесі заміни / в задов.стані	Потребує заміни/ встановлення
ВРП 110 кВ			
Вимикачі з вбудованими ТС	22	-	24
Вимикачі без вбудованих ТС	2	-	
Роз'єднувачі	100	-	100
Трансформатори напруги	12	-	12
Трансформатори струму	12	-	12
Розрядники /ОПН	24	12	12
Загороджувачі	28	-	28
Конденсатори зв'язку	28	-	28
10 кВ та власні потреби			
ТВП	2	-	2
Акумуляторні батареї, (комплект)	1	-	2
Щит постійного струму (комплект)	1	-	2
Щит змінного струму (комплект)	1	-	2

У 2019 році проведено заміну 8 од. опорно-стрижньових ізоляторів на роз'єднувачах 110 кВ, виконано капітальні ремонти вимикачів 110 кВ у комірках №№ 18, 20. Завершено роботи з заміни динамічно нестійкого автотрансформатора АТ-3 на сучасний та заміною роз'єднувача 330 кВ Р9АТ3-330 на сучасний, виконана заміна розрядників АТ на ОПН.

Потребують поступової заміни:

- роз'єднувачі 330 кВ 1ШР5, 2ШР7, Р5ШЛ, Р7ШЛ, що вичерпали свій ресурс, у експлуатації з 1963/65 років, фізично зношені.
- трансформатори струму 110 кВ ТС -110 ком. 11 – 3 од., вичерпали свій ресурс, у експлуатації з 1968 року, фізично зношені.

У 2020 році заплановано завершити реконструкцію ПС з підключенням КРПЗ-6 кВ до АТ за новою схемою з встановленням регульовального трансформатора. Заплановано виконати капітальний ремонт вимикача 110 кВ у ком.№ 17, замінити 12 ізоляторів на роз'єднувачах 110 кВ.

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 110 та 330 кВ ПС 330 кВ «Полтава» станом на 01.01.2020 р.

Величини струмів короткого замикання на шинах ПС 330 кВ «Полтава»

Системи шин	I кз (3ф), кА	I кз (1ф), кА
330 кВ	11.501	11.501
110 кВ	19.961	19.961

ПС 330 кВ «Полтава» через ПЛ 330 кВ має зв'язок з ПС 330 кВ «Північноукраїнська», ПС 330 кВ «Кременчук» і Зміївською ТЕС та забезпечує електроенергією комунально-побутових споживачів і промислових споживачів м. Полтава та прилеглих населених пунктів. Метою реконструкції є забезпечення надійного електропостачання існуючих та перспективних споживачів м. Полтава та Полтавської області.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.4.20 табл. 5.4.1.

5.3.1.101 Реконструкція ПС 330 кВ «Лосєве», за програмою «Другий проєкт з передачі електроенергії», за підтримки МБРР

Існуючий стан підстанції та основні обсяги реконструкції

Підстанція 330 кВ «Лосєве» введена в експлуатацію в 1946 р. та має напруги 330/110/10 кВ.

Вона розташована за адресою: м. Харків, пр-т Московський, 301-А. Загальна площа підстанції складає 7,43 га.

Підстанція підпорядкована Північній ЕС, яка є структурним підрозділом НЕК "Укренерго".

Загальна встановлена потужність АТ та Т дорівнює 840 МВА, а саме:

- АТ1 – 200 МВА, 330/110/6 (виготовлений в 1983 р., пройшов капремонт у 2001 р.);
- АТ2 – 200 МВА, 330/110/6 (виготовлений в 1984 р., пройшов капремонт у 2001 р.);
- АТ3 – 200 МВА, 330/110/6 (виготовлений в 1980 р., пройшов капремонт у 1999 р.);
- АТ4 – 200 МВА, 330/110/6 (виготовлений в 1984 р., пройшов капремонт у 1996 р.);
- 5Т – 40 МВА, 110/6 (виготовлений в 2013 р., капремонт не було).

Чотири АТ 330/110/6 кВ потужністю по 200 МВА кожний та трансформатор 5Т 110/6 кВ, що знаходяться в експлуатації на підстанції, заміні не підлягають та залишаться в роботі після реконструкції.

ВРП 330 кВ виконано за схемою 330-10 «Трансформатори-шини з приєднанням ліній через два вимикачі» та має 7 приєднань:

- АТ1 – АТ4;
- ПЛ 330 кВ «Змієвська ТЕС»;
- ПЛ 330 кВ «Змієвська ТЕС - Белгород»;
- ПЛ 330 кВ «Шебекіне».

Існуюча схема для такої кількості приєднань не надійна. Також в перспективі планується заведення ще одної ПЛ 330 кВ. Для забезпечення достатньої надійності живлення споживачів необхідно застосовувати схему № 330-11 «Полуторна». Територія підстанції не дозволяє виконати ВРП 330 кВ за схемою «Полуторна» і по варіанту з гнучкою ошиновкою, і по варіанту з жорстким ошиновуванням. У зв'язку з цим прийняте рішення виконання реконструкції у варіанті з КРПЕ з заміною всього обладнання та порталів.

ВРП 110 кВ виконано за схемою 110-8 «Дві робочі, секціоновані вимикачем, і обхідна системи шин з двома обхідними і двома шиноз'єднувальними вимикачами», має 19 приєднань (чотирнадцять ПЛ 110 кВ, чотири АТ, один Т). Існуюча розподільча установка 110 кВ складається з двох частин, що розташовані одна до одної під кутом 90°. Таке розташування виникло з причини не запланованого з початку будівництва підстанції приєднання великої кількості ПЛ 110 кВ. Можливості розширення території підстанції для розміщення більш зручної компоновки ВРП 110 кВ немає у зв'язку із існуючою забудовою та вуличною мережею.

Виходячи з вищенаведеного і зважаючи на те, що варіанти з ВРП не забезпечують достатньої надійності живлення споживачів і безпеки для людей під час реконструкції прийняте рішення виконання реконструкції у варіанті з КРПЕ з заміною всього обладнання та порталів.

Розподільча установка 6 кВ виконана по схемі із збірними шинами, з приєднанням обмотки НН автотрансформатора АТ1 на 3 та 4 секції через бустер АТ1, автотрансформатора АТ3 на 1 та 2 секції через бустер АТ3, трансформатора 5Т ТДН-40000/110/6-У1 на 1 та 3 секції, з приєднанням кабельних ліній 6 кВ:



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

- на 1 секцію – 10 шт;
- на 2 секцію – 11 шт;
- на 3 секцію – 10 шт;
- на 4 секцію – 11 шт.

Три комірки ЗРУ 6 кВ живлять три ТВП та трансформатори з ДГК (ТСН 41Т та 51Т з ДГК, ТСН 42Т та 52Т з ДГК, ТСН 43Т та 53Т з ДГК). Ще одна комірка живить ТВП та ТСН 44Т. Реконструкція ЗРУ 6 кВ на даному етапі не розглядається, але передбачено демонтаж існуючих ТВП та встановлення нових ТВП 6/0,4 кВ через знов встановлювані КРУЗ 6 кВ № 1 - 4. КРУЗ №1 та №3 приєднуються до існуючих шинних мостів автотрансформаторів АТ1, АТ3 з допомогою шин. КРУЗ №2 та №4 приєднуються до ввідів автотрансформаторів АТ2, АТ4 за допомогою сталеалюмінієвих проводів. Для зниження струмів короткого замикання на шинах КРУЗ 6 кВ №1 - 4 необхідно встановити струмообмежувальні реактори 6 кВ біля усіх АТ.

Заплановано, що у нових будівлях БРП 330 кВ і БРП 110 кВ монтується нові щити власних потреб змінного та постійного струмів з підзарядними агрегатами, встановлюються нові акумуляторні батареї. Застарілі існуючі щити власних потреб змінного та постійного струмів та акумуляторна батарея повністю демонтуються.

Для захисту від грозових та внутрішніх перенапруги електрообладнання 330 кВ, 110 кВ, 6 кВ необхідно встановлення обмежувачів перенапруги. Захист установок та споруд від прямих ударів блискавки заплановано здійснити за допомогою блискавковідводів на нових порталних конструкціях заходів ПЛ 330 та 110 кВ й окремо розташованими проектними блискавковідводами на території ПС.

Проблемні питання:

В цілому, основне обладнання знаходиться в задовільному технічному стані.

Більша частина обладнання, що експлуатується, як і запасні частини до нього, на даний час виробниками вже не виготовляється. Слабкою ланкою в експлуатації є масляні вимикачі, роз'єднувачі і вимірювальні трансформатори.

Силове обладнання та пристрої РЗА, збору та реєстрації даних загалом вже зношене, фізично та морально застаріле, а деяку його частину вже знято з виробництва.

Опорна ізоляція та обертові колонки роз'єднувачів мають ознаки пошкоджень. Мали місце випадки дефектів ізоляції та деяких елементів роз'єднувачів. Пошук та комплектація запасних частин та компонентів до роз'єднувачів усіх класів напруги під час проведення ремонту дуже ускладнені, тому що виробництво цих типів обладнання припинено.

Фарфорова ізоляція (опорні та підвісні ізолятори) фізично зношена та потребує заміни.

Експлуатаційні параметри гумових ущільнень ТС та ТН також погіршуються, що призводить до протікання оливи.

ТН та ТС для систем виміру і обліку електроенергії використовуються класу 0,5. В системах обліку електроенергії частково впроваджені нові прилади обліку.

Системи збору даних, вимірювань та обліку електроенергії були частково модернізовані. На підстанції немає повномасштабної системи управління.

Система постійного струму фізично застаріла і обладнання практично відпрацювало свій експлуатаційний термін.

Кабельне господарство підстанції характеризується значним ступенем зносу та старіння, включно з опорними конструкціями, які несуть кабелі (кабельні лотки та канали, бетонні плити покриття), а також незадовільним станом значної частини самих кабелів через значний термін експлуатації.

Незважаючи на те, що частина обладнання на ПС 330 кВ «Лосеве», вже була замінена в попередні роки, в рамках нового інвестиційного проекту передбачено демонтаж всього обладнання 110/330 кВ за заміна його на КРПЕ.

У 2019 році виконано капітальний ремонт вимикачів 110 кВ у комірках №№ 3,21,25, виконано заміну 7 шт. ізоляторів на роз'єднувачів 110 кВ. Завершено роботи з ремонту заземлювального пристрою ПС.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Потребують заміни:

- вимикачі 330 кВ 2В, ТС-330 - 6 од. - в експлуатації 30 років і більше (1969, 1980 рік введення), фарфорові ізолятори вимикача втратили міцність, спрацювання поршневих поверхонь рухомих контактів відокремлювачів і дугогасильних камер;
- панелі ЩСН ЗПУ та ЩСН ГЩУ у кількості 17 од., що оснащені запобіжниками (не забезпечується селективність захистів) та мають значне спрацювання комутаційних апаратів;
- компресори – 3 од., КУ-1 – КУ-3 моральне та фізичне старіння основних вузлів КУ, спрацювання ресурсу в експлуатації з 1963-68 рр.

У 2020 році заплановано виконати капітальний ремонт АБ з заміною стелажів, капітальні ремонти вимикачів 110 кВ у комірках №№ 1а, 1в, 5, виконати заміну вимикача 330 кВ «2В» та його маслонаповнених ТС на елегазові. Після заміни всіх повітряних вимикачів 330 кВ заміна або ремонт КУ буде непотрібен. Компресори будуть законсервовані.

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 110 та 330 кВ ПС 330 кВ «Лосєве» станом на 01.01.2020 р.

Величини струмів короткого замикання на шинах ПС 330 кВ «Лосєве»

Системи шин	І кз (Зф), кА	І кз (1ф), кА
330 кВ	19.405	15.965
110 кВ	39.223	41.540

ПС 330 кВ «Лосєве» через ПЛ 330 кВ підстанція має зв'язок з Зміївською ТЕС та з ПС 330 кВ «Белгород» і ПС 330 кВ «Шебекіно» та забезпечує електроенергією комунально-побутових споживачів і промислових споживачів м. Харкова та прилеглих населених пунктів. Метою реконструкції є забезпечення надійного електропостачання існуючих та перспективних споживачів м. Харкова та Харківської області.

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.4.21 табл. 5.4.1.

5.3.1.102 Реконструкція ПС 330 кВ «Харківська», за програмою «Реконструкція підстанцій в східній частині України», за підтримки KfW

Існуючий стан підстанції

Підстанція 330 кВ «Харківська» введена в експлуатацію в 1958 р. та має напруги 330/110/35/6 кВ. Вона розташована за адресою: м. Харків, вул. Ковтуна, 4. Загальна площа підстанції складає 4,2 га.

Підстанція підпорядкована Північній ЕС, яка є структурним підрозділом НЕК "Укренерго".

Загальна встановлена потужність АТ дорівнює 600 МВА, а саме:

- АТ1 200 МВА, 330/110/35 кВ (виготовлений в 1975 р., пройшов капремонт в 2000 р.).
- АТ2 200 МВА, 330/110/35 кВ (виготовлений в 1977 р., пройшов капремонт в 1994 р.).
- АТ3 200 МВА, 330/110/35 кВ (виготовлений в 1988 р., пройшов капремонт в 2003 р.).

ВРП 330 кВ виконано за транзитною схемою, має два приєднання ПЛ 330 кВ і три приєднання АТ 330/110/35 кВ. Існуюча схема є вимушеним рішенням через нестачу вільного простору в умовах щільної міської забудови і має наступні суттєві недоліки: низький рівень надійності пов'язаний з приєднанням ліній і трансформаторів до систем шин без вимикачів; при короткому замиканні з ладу



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

одночасно виходить два приєднання; складна система релейного захисту пов'язана з відключеннями на суміжних енергооб'єктах.

У зв'язку з вищесказаним, в рамках реконструкції передбачається розвиток існуючої схеми ВРП 330 кВ до більш надійної, яка відповідає сучасним вимогам.

ВРП 330 кВ зв'язаний з ВРП 110 кВ – за допомогою трьох автотрансформаторів - АТ1, АТ2 та АТ3 потужністю 200 МВА кожний.

ВРП 110 кВ виконано за схемою "дві робочі секціоновані вимикачами, і обхідна система шин", має 16 приєднань ПЛ 110 кВ і три приєднання АТ 330/110 кВ. Схема є оптимальною для даного розподільчого пристрою.

В даний час майже все існуюче обладнання системи живлення ВП ПС перевищило призначений термін служби (більше 30 років) і підлягає реконструкції.

На ПС є два рівня середньої напруги – 35 і 6 кВ.

Основна напруга для живлення ВП ПС – 35 кВ, що відповідає напрузі обмоток НН (з'єднаних трикутником) існуючих АТ, використовуваних як резервованих джерела живлення ВП.

Основна напруга для живлення споживачів ВП ПС – 0,4/0,23 кВ.

Три існуючих джерела живлення ВП ПС – обмотки НН 38,5 кВ трьох АТ - АТ1, АТ2 і АТ3 - потужністю 200/200/80 МВА, напругою 330/115/38,5 кВ

Для живлення споживачів напругою 0,4/0,23 кВ передбачено чотири оливних ТВП типу ТМ-630/35 – потужністю 630 кВА напругою 35/0,4 кВ з ПБЗ – встановлених відкрито.

Чотири ТВП 35/0,4 кВ згруповані в дві пари, кожна з яких отримує живлення з боку 35 кВ через один вимикач.

При цьому ТВП отримують живлення за такою схемою: два ТВП – 42Т і 44Т – безпосередньо підключені до обмотки НН 2АТ паралельно - через один вимикач і розв'язку з роз'єднувачів; два ТВП – 41Т і 43Т – підключені до шин односекційного ВРП 35 кВ паралельно - через один вимикач і розв'язку з роз'єднувачів, до цих же шин підключені обмотки НН двох АТ - АТ1 і АТ3.

Зазначені чотири ТВП живлять чотири розподільних секції 0,4 кВ двох щитів ВП.

Взаєморезервуємі ТВП – 41Т і 42Т, підключені до обмоток НН різних АТ, живлять двосекційний щит ВП 0,4 кВ в ЗПУ.

Взаєморезервуємі ТВП – 43Т і 44Т, підключені до обмоток НН різних АТ, живлять двосекційний щит ВП 0,4 кВ в компресорній.

Обидва щита ВП виконані за схемою неявного резерву – секціонованого нормально відключеними АВ з АВР двосторонньої дії.

На щитах ВП – в якості комутаційних апаратів – встановлені автоматичні вимикачі серії А3100 стаціонарного виконання.

ВРП 35 кВ має одну (несекціоновану) систему шин і отримує живлення від обмоток НН двох автотрансформаторів – АТ1 і АТ3.

До шин односекційного ВРП 35 кВ підключено п'ять приєднань:

введення живлення від обмотки НН АТ1 – комірка №4, вимикач МКП-35/1500 з вбудованими ТТ;

введення живлення від обмотки НН АТ3 – комірка №2, вимикач ВР-35НС-20/1600 (замінений в 2006 році);

два ТВП – 41Т і 43Т – як одне приєднання – комірка №5, вимикач МКП-35/1500 із вбудованими ТТ;

ПЛ 35 кВ АВС – комірка №1, вимикач МКП-35/1500 із вбудованими ТТ;

трансформатор 1Т – типу ТДНС-10000/35, напругою 35/6 кВ – для живлення через КРПЗ 6 кВ зовнішніх споживачів 6 кВ і ТВП 6/0,4 та 6/0,23 кВ допоміжних систем ПС – комірка №6, вимикач ВР-35НС-20/1600 (замінений в 2006 р).

Таким чином, у складі ВРП 35 кВ в роботі перебувають три старих оливних вимикача і два вакуумних вимикача, замінених в 2006 р. Одночасно із заміною вимикачів частково встановлено нове обладнання – обмежувачі перенапруг і трансформатори струму фірми АВВ.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

В роботі також знаходиться старе обладнання: ТН ЗНОМ-35, розрядник РВС 35 та роз'єднувачі РДЗ і РНДз.

Обладнання 35 кВ для підключення ТВП до 2АТ

Два ТВП – 42Т і 44Т – безпосередньо підключені до обмотки НН 35 кВ АТ2 – паралельно як одне приєднання – через один вимикач і розвилку з роз'єднувачів.

У зазначених колах приєднання ТВП до АТ2 в роботі знаходиться старе обладнання:

вимикач МКП-35/1500 з вбудованими ТТ;

ТН ЗНОМ-35, розрядник РВС 35 і роз'єднувачі РНДз.

Існуючий КРПЗ 6 кВ має одну несекціоновану систему шин.

КРПЗ 6 кВ отримує живлення від ВРП 35 кВ – через понижуючий трансформатор 1Т типу ТДНС-10000/35, напругою 35/6 кВ, який замінений в 2006 р.

Від КРПЗ 6 кВ організовується живлення зовнішніх споживачів 6 кВ і ТВП допоміжних систем ПС.

До шин односекційного КРПЗ 6 кВ підключено шість приєднань – через шість оливних вимикачів ВМГ-133 – а саме:

- живлячий трансформатор 1Т – типу ТДНС-10000/35, напругою 35/6 кВ;
- три лінії 6 кВ для живлення зовнішніх споживачів – ДФЗ, РП-1354 і РП-910 II;

Два ТВП потужністю 320 кВА – ТВП №1 6/0,4 кВ і ТВП №2 6/0,23 кВ (не входять в обсяг реконструкції).

Проблемні питання:

В цілому, незважаючи на солідний вік підстанції, основне обладнання знаходиться в задовільному технічному стані.

Більша частина обладнання, що експлуатується, як і запасні частини до нього, на даний час виробниками вже не виготовляється. Слабкою ланкою в експлуатації є повітряні вимикачі, роз'єднувачі і ТС.

Силове обладнання та пристрої РЗА, збору та реєстрації даних загалом вже зношене, фізично та морально застаріле, а деяку його частину вже знято з виробництва.

Опорна ізоляція та обертові колонки роз'єднувачів мають ознаки пошкоджень. Мали місце випадки розшарування ізоляції та появи дефектів опорної ізоляції та деяких елементів розрядників. Пошук та комплектація запасних частин та компонентів до роз'єднувачів усіх класів напруги під час проведення ремонту дуже ускладнені, тому що виробництво цих типів обладнання припинено.

Фарфорова ізоляція (опорні та підвісні ізолятори) фізично зношена та потребує заміни.

Експлуатаційні параметри гумових ущільнень ТС та ТН також погіршуються, що призводить до протікання оливи.

ТС та ТН для систем виміру і обліку електроенергії використовуються класу 0,5. В системах обліку електроенергії частково впроваджені нові прилади обліку.

Системи збору даних, вимірювань та обліку електроенергії були частково модернізовані. На підстанції немає повномасштабної системи управління.

Система постійного струму фізично застаріла і обладнання практично відпрацювало свій експлуатаційний термін.

Кабельне господарство підстанції характеризується значним ступенем зносу та старіння, включно з опорними конструкціями, які несуть кабелі (кабельні лотки та канали, бетонні плити покриття), а також незадовільним станом значної частини самих кабелів через значний термін експлуатації.

Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Кількість обладнання на ПС 330 кВ «Харківська», яке вже було замінено в попередні роки та яке потребує заміни в рамках нового інвестиційного проєкту

Обладнання та системи	Загалом	Замінено/ в процесі заміни / в задов.стані	Потребує заміни
ВРП 330 кВ			
Автотрансформатори	3	1	2
Вимикачі	2	0	2
Роз'єднувачі	9	0	9
Трансформатори напруги	3	0	3
Трансформатори струму	15	0	15
Розрядники /ОПН	9	0	9
Загороджувачі	6	0	6
Конденсатори зв'язку	6	0	6
ВРП 110 кВ			
Вимикачі	24	0	24
Роз'єднувачі	94	0	94
Трансформатори напруги	6	0	6
Трансформатори струму	3	0	3
Розрядники /ОПН	12	0	12
Загороджувачі	8	0	8
Конденсатори зв'язку	15	0	15
ТВП	4	0	4
Обладнання РЗА (комплект)	1	0	1
Акумуляторні батареї, (комплект)	1	0	1
Зарядні пристрої	3	0	2
Щит постійного струму (комплект)	1	0	1
Щит змінного струму (комплект)	2	0	2

У 2019 році розпочато роботи із заміни автотрансформатора 1АТ на сучасний, трансформатор демонтовано та виведено з експлуатації. Новий АТ змонтовано ведуться роботи. Виконано капітальні ремонти вимикачів 330 кВ «СВ 1-3» та вимикачів 110 кВ у комірках №№ 5, 10, 17.

Потребують поетапної заміни:

- Автотрансформатор 1АТ;
- Вимикачі 6 кВ у РП-6 кВ, типу ВМГ-133 повне спрацювання ресурсу;
- Вимикач 330 кВ СВВ1-3 – в експлуатації з 1975 року, повне спрацювання ресурсу;
- Компресор КУ-4 - моральне та фізичне старіння основних вузлів КУ, спрацювання ресурсу в експлуатації з 1989 року;
- Трансформатор напруги 35 кВ «ТН 35 с.ш.» - 1 од., повне спрацювання ресурсу, у експлуатації більше 50 років.

У 2020 році заплановано завершити роботи із заміни автотрансформатора 1АТ на сучасний, виконати капітальні ремонти вимикачів 110 кВ у комірках №№ 2, 6, 12, 13. Заплановано розпочати роботи з комплексної реконструкції підстанції за кошти уряду ФРН. Планується виконання реконструкції підстанції з встановленням КРПЕ-330 кВ.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

В рамках реконструкції підстанції передбачається встановлення КРПЕ-330 кВ, заміна застарілого обладнання РЗА та ПА спільно з первинним обладнанням розподільчих пристроїв 330 кВ, 110 кВ, 35 кВ. У 2020 році передбачається закупівля обладнання.

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 110 та 330 кВ ПС 330 кВ «Харківська» станом на 01.01.2020 р.

Величини струмів короткого замикання на шинах 110 та 330 кВ ПС 330 кВ «Харківська»

Системи шин	I кз (Зф), кА	I кз (1ф), кА
330 кВ	14,933	12,244
110 кВ	39,938	41,435

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.6.1 табл. 5.4.1.

5.3.1.103 Реконструкція ПС 330 кВ «Залютине», за програмою «Реконструкція підстанцій в східній частині України», за підтримки KfW

Існуючий стан підстанції та основні обсяги реконструкції

Підстанція 330 кВ «Залютине» введена в експлуатацію в 1957 р. та має напруги 330/110/35/6 кВ.

Вона розташована за адресою: м. Харків, вул. Полтавський шлях, 247 Б. Загальна площа підстанції складає 8,5 га.

Підстанція підпорядкована Північній ЕС, яка є структурним підрозділом НЕК "Укренерго".

Загальна встановлена потужність АТ дорівнює 600 МВА, а саме:

- АТ1 - 200 МВА, 330/110/6 кВ (виготовлений в 1987 р., пройшов капремонт в 2001 р.);
- АТ2 - 200 МВА, 330/110/6 кВ (виготовлений в 2011 р., капремонт не було);
- АТ3 - 200 МВА, 330/110/6 кВ (виготовлений в 1988 р., пройшов капремонт в 2002 р.).

ВРП 330 кВ виконано за схемою "розширений чотирикутник", має чотири приєднання ПЛ 330 кВ і три приєднання АТ 330/110/35 кВ:

- автотрансформатор АТ1;
- автотрансформатор АТ2;
- автотрансформатор АТ3;
- ПЛ 330 кВ Суми;
- ПЛ 330 кВ Харківська;
- ПЛ 330 кВ Зміївська ТЕС (А);
- ПЛ 330 кВ Зміївська ТЕС (Б).

Дана схема є економічною але більш не використовується у сучасних розподільчих пристроях і має наступні суттєві недоліки:

- низький рівень надійності, пов'язаний з приєднанням до вершин чотирикутника спільно по два приєднання – ПЛ та АТ – тільки через роз'єднувачі одного приєднання. При порушенні одного приєднання відключаються одночасно ПЛ та АТ;
- при відмові одного з вимикачів під час відключення порушення можливе одночасне відключення одразу до чотирьох приєднань;
- складна система релейного захисту пов'язана з відключеннями на суміжних енергооб'єктах.

У зв'язку з вищесказаним, в рамках реконструкції передбачається розвиток існуючої схеми ВРП 330 кВ до більш надійної, яка відповідає сучасним вимогам.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Відповідно до прийнятого варіанту реконструкції на ПС 330 кВ «Залютине» передбачається демонтаж всього обладнання, порталів, конструкцій та встановлюється КРПЕ 330 кВ за схемою 330-11 «полоторна». До КРПЕ 330 кВ приєднуються:

- ПЛ 330 кВ «Зміївська ТЕС (А) - Залютине»;
- ПЛ 330 кВ «Зміївська ТЕС (Б) - Залютине»;
- ПЛ 330 кВ «Залютине - Харківська»;
- ПЛ 330 кВ «Залютине - Суми»;
- АТ1 330/110/35 200 МВА;
- АТ2 330/110/35 200 МВА;
- АТ3 330/110/35 200 МВА.

Для можливості перспективного приєднання нової ПЛ до КРПЕ 330 кВ передбачається виконання одного неповного "поля" з приєднанням АТ1 та однією резервною коміркою.

ВРП 110 кВ виконано за схемою "дві робочі секціоновані вимикачами, і обхідна система шин з двома обхідними і двома шиноз'єднувальними вимикачами", має 17 приєднань ПЛ 110 кВ, три приєднання АТ 330/110/35 кВ і два приєднання трансформаторів 110/35/6 кВ. Всі приєднання мають резервування через обхідну систему шин. Існуюче обладнання ВРП 110 кВ відпрацювало визначений ресурс часу, морально та фізично застаріло та підлягає заміні. Реконструкція ВРП 110 кВ передбачає демонтаж існуючого обладнання і опорних конструкцій та заміну обладнання ВРП 110 кВ за схемою "дві робочі, секціоновані вимикачами системи шин з двома шиноз'єднувальними вимикачами" із використанням гібридних елегазових розподільчих пристроїв (ГРПЕ) 110 кВ. Гібридні елегазові розподільчі пристрої 110 кВ комірок мають у своєму складі вимикач, роз'єднувачі та ТС.

Окрім заміни обладнання ВРП 110 кВ, реконструкцією передбачається заміна зношених триобмоткових трансформаторів 11Т, 12Т, 110/35/6 кВ, потужністю 63 МВА, і двох вольтододаткових трансформаторів (бустера) 1БТ і 2БТ 6/6 кВ потужністю 40 МВА.

ВРП 35 кВ. Призначення існуючого ВРП 35 кВ:

- живлення зовнішніх споживачів по ПЛ 35 кВ;
- додаткове резервне живлення ВП ПС – через вхідні ПЛ 35 кВ і триобмоткові трансформатори 11Т і 12Т напругою 110/35/6 кВ.

ВРП 35 кВ виконано за схемою «дві робочі системи шин». ВРП 35 кВ має шість приєднань – чотири ПЛ (одна комірка для ПЛ на теперішній час є резервною) і два триобмоткових трансформатора. Існуюче обладнання 35 кВ відпрацювало визначений ресурс часу, морально та фізично застаріло та підлягає заміні. При реконструкції ВРП 35 кВ зберігається існуюча схема «Дві робочі системи шин» з існуючим набором приєднань. Проводиться повна заміна існуючого обладнання на сучасне. До встановлення намічаються наступні види нового обладнання 35 кВ, що встановлюється відкрито замість демонтованого:

- вимикачі вакуумні;
- ТС з литою ізоляцією;
- ТН з литою ізоляцією антирезонансні;
- роз'єднувачі з електроприводом.

КРП 6 кВ – основний розподільчий пристрій середньої напруги, який розташований у спеціальному приміщенні. Призначення КРП 6 кВ:

- живлення ВП ПС, включаючи плавку ожеледі на ПЛ;
- живлення зовнішніх відповідальних споживачів міста Харкова (міський транспорт та ін.).

КРП 6 кВ виконано за схемою «Одна секціонована вимикачем система шин». На кожен секцію КРП 6 кВ передбачений один ввід робочого живлення, який пов'язаний з робочим і резервними джерелами живлення. Вводи живлення двох секцій взаєморезервуються через секційний вимикач з



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

АВР двосторонньої дії. Вводи живлення на секції КРП 6 кВ від всіх джерел передбачені через спільні (на ввід) струмообмежувальні реактори типу РБДГ-10-4000-0,18:

- на секцію 1СШ-6 кВ – через реактор 1РБ;
- на секцію 2СШ-6 кВ – через реактор 2РБ.

Джерела робочого живлення двох секцій КРП - обмотки НН 6 кВ трьох АТ потужністю 200 МВА напругою 330/110/6 кВ – 1АТ, 2 АТ і 3АТ. Джерела додаткового резервного живлення – обмотки НН 6 кВ двох триобмоткових трансформаторів – 11Т і 12Т – потужністю 63 МВА, напругою 110/35/6 кВ, незалежно підключених до енергосистеми через ВРП 110 і 35 кВ.

Секція 1СШ-6 кВ забезпечується:

- робочим живленням – від обмотки НН 6 кВ 1АТ – через вольтододатковий трансформатор (бустер) 1БТ типу БТДН-40000/6;

- додатковим резервним живленням – від обмотки НН 6 кВ триобмоткового трансформатора 11Т.

Робоче і додаткове резервне живлення подаються на секцію 1СШ-6 кВ через розвилку з двох роз'єднувачів до реактора 1РБ, перемикання джерел живлення виконується оперативним персоналом.

Секція 2СШ-6 кВ забезпечується:

- робочим живленням – від обмоток НН 6 кВ 2АТ і 3АТ – через спільний вольтододатковий трансформатор (бустер) 2БТ типу ЛТДН-40000/10;

- додатковим резервним живленням - від обмотки НН 6 кВ триобмоткового трансформатора 12Т.

Робоче і додаткове резервне живлення подаються на секцію 2СШ-6 кВ через дві розвилки з двох роз'єднувачів кожна – до вольтододаткового трансформатора 2БТ і до реактора 2РБ, перемикання джерел живлення виконується оперативним персоналом.

Від секцій КРП 6 кВ отримують живлення чотири ТВП напругою 6 / 0,4 кВ зі своїми розподільними секціями 0,4 кВ:

- від секції 1СШ-6 кВ – 41Т і 43Т;
- від секції 2СШ-6 кВ – 42Т і 44Т.

Реконструкція КРП 6 кВ була проведена в 2008 р., тому на даному етапі реконструкції не підлягає.

Власні потреби. Для живлення споживачів власних потреб передбачено чотири ТВП 6/0,4 кВ зі своїми щитами ВП 0,4 кВ кожен, у тому числі:

- два сухих ТВП 6/0,4 кВ потужністю по 560 кВА – 41Т і 42Т – і два щита ВП за ними – 1с і 2с – з автоматичними вимикачами і запобіжниками (переважно) в якості захисних апаратів;
- два оливних ТВП 6/0,4 кВ потужністю по 630 кВА – 43Т і 44Т – і два щита ВП за ними – 3с і 4с – з автоматичними вимикачами в якості захисних апаратів.

Для щитів 1с і 2с – для введів живлення від робочих ТВП і взаємного резервування – використані рубильники. Автоматичне резервування даних щитів попарно передбачено від щитів 3с і 4с. Для щитів 3с і 4с передбачене автоматичне взаєморезервування – через секційний автоматичний вимикач – між ТВП 43Т і 44Т.

Система оперативного постійного струму 220 В.

На ПС передбачена одна система оперативного постійного струму 220 В (далі – СОПС), яка має в своєму складі:

- одну акумуляторну батарею (далі – АБ) типу СК-10 на 118 ел. з елементним комутатором;
- два ЗПП типу ВАЗП, які живляться від різних щитів ВП 0,4 кВ;
- щит постійного струму – з автоматичними вимикачами в колах АБ і ЗПП і запобіжниками в колах споживачів.

Пропонуються наступні технічні рішення по реконструкції власних потреб та постійного струму.

Два існуючих сухих ТВП 6/0,4 кВ потужністю 560 кВА замінюються на два нових сухих потужністю 630 кВА з установкою на ті ж місця. Два існуючих оливних ТВП 6/0,4 кВ потужністю 630 кВА замінюються на два нових оливних потужністю 630 кВА з установкою відкрито на ті ж місця. Всі існуючі шафи чотирьох щитів ВП 0,4 кВ замінюються на нові сучасної конструкції (з внутрішнім



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

секціонуванням 2б). Передбачається взаємне резервування ЩВП-1 та ЩВП-2. Нові ТВП 6/0,4 кВ і нові шиті ВП 0,4 кВ виконуються як дві окремі двотрансформаторні КТП за схемою неявного резерву. Додаткове резервування між двома КТП не передбачено. У якості захисних апаратів на щитах ВП 0,4 кВ встановлюються сучасні автоматичні вимикачі висувного і висувного виконання.

При заміні СОПС передбачаються наступні технічні рішення:

- встановлюються дві нові АБ 220 В з роздільним живленням від них основних і резервних комплектів РЗА, а також двох електромагнітів відключення високовольтних вимикачів;
- встановлюються чотири нових ЗПП (на кожну АБ два ЗПП);
- встановлюється ЩПС з двома секціями із загальними системами шин для всіх споживачів (силових споживачів і споживачів систем вторинної комутації) і автоматизованим пошуком «землі»;
- в якості захисних апаратів верхнього і середнього рівня тривірневого захисту СОПС передбачаються запобіжники;
- передбачається моніторинг СОПС через локальну САК, яка інтегрується в АСКТП

Проблемні питання:

В цілому, незважаючи на солідний вік підстанції, основне обладнання знаходиться в задовільному технічному стані.

Більша частина обладнання, що експлуатується, як і запасні частини до нього, на даний час виробниками вже не виготовляється. Слабкою ланкою в експлуатації є масляні вимикачі, роз'єднувачі і вимірювальні трансформатори.

Силове обладнання та пристрої РЗА, збору та реєстрації даних загалом вже зношене, фізично та морально застаріле, а деяку його частину вже знято з виробництва.

Опорна ізоляція та обертові колонки роз'єднувачів мають ознаки пошкоджень. Мали місце випадки розшарування ізоляції та появи дефектів опорної ізоляції та деяких елементів розрядників. Пошук та комплектація запасних частин та компонентів до роз'єднувачів усіх класів напруги під час проведення ремонту дуже ускладнені, тому що виробництво цих типів обладнання припинено.

Фарфорова ізоляція (опорні та підвісні ізолятори) фізично зношена та потребує заміни.

Експлуатаційні параметри гумових ущільнень ТС та ТН також погіршуються, що призводить до протікання оливи.

Системи збору даних, вимірювань та обліку електроенергії були частково модернізовані. На підстанції немає повномасштабної системи управління.

Система постійного струму фізично застаріла і обладнання практично відпрацювало свій експлуатаційний термін.

Кабельне господарство підстанції характеризується значним ступенем зносу та старіння, включно з опорними конструкціями, які несуть кабелі (кабельні лотки та канали, бетонні плити покриття), а також незадовільним станом значної частини самих кабелів через значний термін експлуатації.

Кількість встановленого обладнання за основними групами та його стан наведені у таблиці нижче.

Кількість обладнання на ПС 330 кВ «Залютине», яке вже було замінено в попередні роки та яке потребує заміни в рамках нового інвестиційного проєкту

Обладнання та системи	Загалом	Замінено / в процесі заміни / в задов.стані	Потребує заміни
ВРП 330 кВ			
Автотрансформатори	3	1	2
Вимикачі	4	0	4
Роз'єднувачі	15	0	15



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Обладнання та системи	Загалом	Замінене/ в процесі заміни / в задов.стані	Потребує заміни
Трансформатори напруги	4	0	4
Трансформатори струму	14	0	14
Розрядники /ОПН	9	0	9
Загороджувачі	12	0	12
Конденсатори зв'язку	9	0	9
ВРП 110 кВ			
Вимикачі	27	1	26
Роз'єднувачі	106	4	102
Трансформатори напруги	4	0	4
Розрядники /ОПН	18	0	18
Загороджувачі	19	0	19
Конденсатори зв'язку	9	0	9
ТВП	6	0	6
Обладнання РЗА (комплект)	1	0	1
Акумуляторні батареї, (комплект)	1	0	1
Зарядні пристрої	3	0	3
Щит постійного струму (комплект)	1	0	1
Щит змінного струму (комплект)	1	0	1

Потребують заміни:

- Роз'єднувачі 330 кВ – 2 од., «2Р4В», «2Р2АТ» що вичерпали свій ресурс, у експлуатації з 1963 року., фізично зношені.
- Трансформатор напруги 35 кВ «ТН 35 2 с.ш.» - 3 од., повне спрацювання ресурсу, у експлуатації 59 років.
- Увідна панель ЩПС для можливості підімкнення АБ до різних секцій через окремі автоматичні вимикачі.

У 2019 році виконано капітальні ремонти вимикачів 110 кВ у комірках №№ 12, 16, 20. Виконано ремонт заземлювального пристрою підстанції.

Запланована комплексна реконструкція ВРП 330 кВ підстанції за кошти уряду ФРН з заміною обладнання. В рамках реконструкції підстанції передбачається заміна застарілого обладнання РЗА та ПА спільно з первинним обладнанням розподільчих пристроїв 330 кВ.

У 2020 році заплановано виконати капітальні ремонти вимикачів 110 кВ у комірках №№ 8, 14, 31, розпочати реконструкцію ПС- передбачається розроблення ПКД та закупівля обладнання.

В таблиці нижче наведені величини струмів короткого замикання на шинах 110 та 330 кВ ПС 330 кВ «Залютине» станом на 01.01.2020 р.

Величини струмів короткого замикання на шинах 110 та 330 кВ ПС 330 кВ «Залютине»

Системи шин	І кз (3ф), кА	І кз (1ф), кА
330 кВ	18,875	15,179
110 кВ	43,199	47,606



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Техніко-економічні розрахунки реконструкції підстанції, зокрема щодо модернізації та заміни конкретного обладнання, з визначенням кошторису виконання таких робіт, будуть визначені проектною організацією в рамках відповідного ТЕО.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування відображено в п. 8.6.2 табл. 5.4.1.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Реконструкція мереж системи передачі з будівництвом волоконно-оптичних ліній зв'язку.

Згідно пункту 3.12 Стандарту підприємства технічна політика НЕК «Укренерго» у сфері розвитку та експлуатації магістральних та міждержавних електричних мереж СОУ НЕК 20.261:2019, в проектах нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення потрібно передбачати: – пріоритет побудови та розвитку резервування ВОЛЗ між підстанціям Підприємства (побудова кілець) з чітким розподілом каналів зв'язку (на загальні та технологічні).

Завдяки ВОЛЗ НЕК «Укренерго» модернізує телекомунікаційну мережу та забезпечує передачу інформації високошвидкісними потоками між енергооб'єктами ОЕС України.

Ключовими перевагами ВОЛЗ в грозозахисному тросі, порівняно з мідно-провідниковими і радіорелейними системами зв'язку, є висока пропускна здатність оптичного волокна, а також надійність оптичного середовища. Крім того, інформація по ВОЛЗ передається від джерела до приймача без ризиків перехоплення. В цілому ці фактори дозволяють передавати інформацію на високій швидкості при забезпеченні інформаційної безпеки.

Враховуючи вищезазначене, НЕК «Укренерго» продовжує здійснювати масштабну реконструкцію мереж системи передачі з будівництвом ВОЛЗ згідно з основними напрямками розвитку (концепція) телекомунікаційної мережі НЕК «Укренерго».

5.3.1.104 Реконструкція зв'язку з прокладкою ВОЛЗ на ПЛ 330 кВ і в землі з установкою станційного обладнання на ділянках ПС 330 кВ Північна-ТЕЦ-6 - ПС 330 кВ Броварська - ТЕЦ-5 - ПС 330 кВ Новокиївська - ЦЕС

Строки реалізації: 2019-2023 роки. Кошторисна вартість проекту (орієнтовна) 132 708 тис грн.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування по роках відображено в п. 8.7.1 табл. 5.4.1.

5.3.1.105 Реконструкція ПЛ 330 кВ із заміною блискавкозахисного тросу на оптичний кабель в грозозахисному тросі (ОКГТ) з установкою станційного обладнання ВОЛЗ, Київська, Вінницька, Кіровоградська, Черкаська, Полтавська, Дніпропетровська, Запорізька, Херсонська, Миколаївська, Одеська області.

На теперішній част телекомунікаційна мережа Південного регіону (частина ВП "Центральна ЕС" та ВП "Південно-Західна ЕС", ВП "Південна ЕС" і ВП "Дніпровська ЕС") являє собою морально та фізично застарілі аналогові системи зв'язку по застарілим мідним кабелям, з невеликим числом станцій РРЛ (більшість з яких теж застарілі аналогові), оцифрованих аналогових систем зв'язку по мідним кабелям та фрагментів з'єднувальних ВОЛЗ.

Забезпечення високонадійних, швидкісних трактів та каналів передачі технологічної (диспетчерсько-технологічний зв'язок, передача команд РЗ і ПА, АСКТП) та корпоративної інформації з об'єктами НЕК «Укренерго» та інших енергетичних компаній можливо лише шляхом створення кільцевих схем резервування волоконно-оптичних ліній зв'язку (ВОЛЗ).

Розробка проекту "Реконструкція ПЛ 330 кВ із заміною блискавкозахисного тросу на оптичний кабель в грозозахисному тросі (ОКГТ) з установкою станційного обладнання ВОЛЗ, Київська, Вінницька, Кіровоградська, Черкаська, Полтавська, Дніпропетровська, Запорізька, Херсонська, Миколаївська, Одеська області" з подальшою його реалізацією дозволить організувати швидкі, надійні основні та резервні диспетчерсько-технологічні канали зв'язку, передачі даних, канали РЗ та ПА за технологією кільцевої схеми, що значно підвищить надійність керування ОЕС України.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Одночасно буде закладений фундамент для подальшого забезпечення надійними резервованими швидкісними трактами та каналами передачі технологічної та корпоративної інформації диспетчерських пунктів з об'єктами НЕК «Укренерго» та інших енергетичних компаній, з урахуванням реалізації міжнародних та інших стратегічно важливих для ОЕС України проектів.

Зважаючи на економію коштів кредиту ЄІБ (близько 65 млн. євро), отриману внаслідок зменшення фактичної вартості контрактів за результатами міжнародних конкурсних торгів у порівнянні із показниками, розрахованими на етапі оцінки витрат за проектом "Будівництво ПЛ 750 кВ Запорізька АЕС – Каховська" (далі – Проект), з ЄІБ було погоджено використання залишку кредитних коштів для фінансування додаткового компонента в рамках реалізації Проекту – встановлення волоконно-оптичних ліній зв'язку (ВОЛЗ) в південному регіоні України.

18.05.2017 ЄІБ надіслав Мінфіну та в копії НЕК «Укренерго» проект доповнення до Фінансової угоди за Проектом (ратифікованої Законом України від 18.09.2012 № 5256-VI), яким передбачається включення до складу Проекту зазначеного додаткового компонента та подовження строку реалізації Проекту до 31 грудня 2020 року. Роботи із встановлення ВОЛЗ планується завершити до кінця 2020 року.

ВП «НПЦР ОЕС України» на виконання Технічного завдання на проектування об'єкту «Реконструкція ПЛ 330 кВ з заміною блискавкозахисного тросу на оптичний кабель в грозозахисному тросі (ОКГТ) з установкою станційного обладнання ВОЛЗ, Київська, Вінницька, Кіровоградська, Черкаська, Полтавська, Дніпровська, Запорізька, Херсонська, Миколаївська, Одеська області» виконав проектування стадії ТЕО, яке отримало позитивний Експертний звіт та схвалено розпорядженням Кабінету Міністрів України від 14.03.2018 №150-р.

Строки реалізації: 2020-2023 роки. Кошторисна вартість проекту (орієнтовна) 1 528 014 тис грн.
Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування по роках відображено в п. 8.7.2 табл. 5.4.1.

5.3.1.106 Будівництво ВОЛЗ на ділянці Кременчук-Полтава-Зміївська ТЕС

Магістраль Трипілля-Канів-Черкаси-Полтава-Зміївська ТЕС буде системоутворюючою для організації системи передачі даних між Центром (Київ), а саме: НЕК "Укренерго", Міненерго, НКРЕКП та Північною, Дніпровською, Донбаською ЕС, генеруючими компаніями та енергорозподільчими компаніями. Проекти відповідних ділянок затверджені наказом Мінпаливенерго від 21.10.2010 № 425 із загальною кошторисною вартістю 65 576 тис.грн. (без ПДВ) та наказом Міненерговугілля від 26.08.2011 № 426 із кошторисною вартістю 58 345 тис.грн.

У 2018 році виконані всі роботи по першій ділянці ВОЛЗ Трипілля-Канів-Черкаси-Кременчук. У 2019 році оформлено відповідний сертифікат ДАБІ України.

Строки реалізації: 2014-2021 роки. Кошторисна вартість проекту (орієнтовна) 149 516 тис грн.
Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування по роках відображено в п. 8.7.3 табл. 5.4.1.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

5.3.1.107 Реконструкція зв'язку з прокладкою ВОЛЗ по ПЛ на ділянках ПС 330 кВ «Львів південна» - ПС 220 кВ «Розділ» - ПС 220 кВ «Стрий» - ПС 220 кВ «Борислав» - ПС 220 кВ «Воловець» - ПС 400 кВ «Мукачеве» - Державний кордон України

Дана реконструкція передбачена «Основними напрямками розвитку (концепція) телекомунікаційної мережі НЕК «Укренерго» для покращення надійності та якості каналів зв'язку.

Реконструкція передбачає взаємоз'єднання телекомунікаційних мереж НЕК «Укренерго» з мережами країн-партнерів ENTSO-E (Словаччина, Румунія, Угорщина).

Важливою складовою виконання даної реконструкції є виконання вимог меморандуму, укладеному між НЕК «Укренерго» та MAVIR щодо організації передачі команд РЗА та ПА, а також телекомунікацій та E-highway в напрямку Угорщини. Отримані оптичні кільця через території Польщі, Угорщини, Словаччини та Румунії дозволять надійно інтегрувати телекомунікаційну мережу НЕК «Укренерго» в мережі країн-партнерів ENTSO-E.

Реконструкція передбачає:

- заміну опор по ПЛ 220кВ Стрий – Борислав та ПЛ 400кВ Мукачеве – Рошіор;
- підсилення фундаментів та заземлення опор, підсилення траверс по всім ПЛ;
- прокладання ВОЛЗ в грозозахисному тросі по всім ПЛ;
- встановлення вузлів DWDM на ПС 220кВ Стрий та ПС 400кВ Мукачеве;
- організація мережі рівня DWDM по ПЛ на території України;
- організація мережі рівня STM-1 по ПЛ на країни-партнери.

Проектно-кошторисна документація, яка розроблена ТОВ "Мережі та системи" в 2017 році, отримала позитивний експертний звіт від 20.04.2017 № 04-0240/17 та затверджена наказом Міністерства енергетики України від 03.01.2018 №8.

Строки реалізації: 2016-2021 роки. Кошторисна вартість проекту (орієнтовна) 204 252.42 тис грн. Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування по роках відображено в п. 8.7.4 табл. 5.4.1.

5.3.1.108 Реконструкція ПЛ 330 кВ Козятин - Вінницька 750 із заміною блискавкозахисного тросу на блискавкозахисний трос із волоконно-оптичним кабелем (ОКПТ) та установкою станційного обладнання ВОЛЗ.

Для вирішення питання нестачі пропускної спроможності застарілого станційного обладнання магістральної ВОЛЗ Київ-Козятин-Вінниця на ділянці ПС 330 кВ «Козятин» – ПС 750 кВ «Вінницька», введення в роботу нових каналів диспетчерсько-технологічного зв'язку ПрАТ "НЕК "Укренерго", прийнято рішення про необхідність заміни блискавкозахисного тросу на блискавкозахисний трос із волоконно-оптичним кабелем та установкою станційного обладнання ВОЛЗ.

Проектно-кошторисна документація розроблена НПЦР ОЕС України ДП «НЕК «Укренерго», отримала позитивний експертний звіт від 14.03.2017 № 00-1162-16/ІЗ та затверджена наказом ДП «НЕК «Укренерго» від 18.09.2017

Строки реалізації: 2017-2021 роки. Кошторисна вартість проекту (орієнтовна) 50 908.5 тис грн.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування по роках відображено в п. 8.7.5 табл. 5.4.1.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

5.3.1.109 Програми підвищення надійності роботи обладнання підстанцій, повітряних ліній та пристроїв релейного захисту, що експлуатуються в НЕК «Укренерго».

02 червня 2020 року Науково-технічною радою НЕК «Укренерго» було затверджено:

1. Програма поетапної заміни потенційно небезпечних трансформаторів струму типів ТФРМ-330, ТРН-330 виробництва КТ "ЗЗВА" на період 2021-2025 рр;
2. Програма поетапної заміни дефектних залізобетонних опор та грозозахисного тросу НЕК «Укренерго» на період 2021-2025 рр;
3. Програма поетапної заміни ВЧ апаратури передачі команд та постів захисту на період 2021-2025 рр.

Програма поетапної заміни потенційно небезпечних трансформаторів струму типів ТФРМ-330, ТРН-330 виробництва КТ "ЗЗВА" на період 2021-2025 рр.

Протягом останніх років на підстанціях НЕК «Укренерго» значно зросла кількість технологічних порушень, пов'язаних з пошкодженням маслонаповнених трансформаторів струму 330 кВ типів ТФРМ-330, ТРН-330, виготовлених Командитним товариством «Запорізький завод високовольтної апаратури - Вакатов і компанія» (далі - КТ «ЗЗВА»). Останні пошкодження трансформаторів струму типу ТФРМ-330 (рік виготовлення - 1992) сталися 26.11.2019 на ПС 330 кВ «Дніпро-Донбас» Дніпровської ЕС та 25.01.2020 на ПС 330 кВ «Аджалик» Південної ЕС.

Пошкодження вищезазначених трансформаторів струму на підстанціях НЕК «Укренерго» призводять до автоматичного відключення автотрансформаторів та ліній електропередач, що негативно впливає на надійність роботи ОЕС України і може призвести до вимкнення споживачів, недовідпуску електричної енергії та обмеження видачі генеруючих потужностей. У більшості випадків причиною пошкоджень стає пробій головної ізоляції трансформатора струму на бак, що викликає різке підвищення тиску всередині бака ТС з подальшим руйнуванням фарфорової покришки та загорянням і викидом трансформаторного масла. Розліт осколків фарфорової покришки та палаючого масла призводить до пошкодження обладнання, яке знаходиться поруч (на ПС 330 кВ «Дніпро-Донбас» виникло перекриття на сусідню фазу ТС, а на ПС 330 кВ «Аджалик» було зруйновано опорну колонку роз'єднувача, при цьому пошкодилася дугогасильна камера вимикача). Крім того, розліт осколків фарфорової покришки та палаючого масла становлять небезпеку для персоналу, який у цей час може знаходитись на території відкритої розподільчої установки. Відновлення схеми нормального режиму підстанції після пошкодження ТС потребує значних додаткових витрат на придбання нового обладнання та виконання аварійно-відновлювальних робіт.

Трансформатори струму типів ТФРМ-330, ТРН-330 виробництва КТ «ЗЗВА» починаючи з перших років їх експлуатації були одним з головних чинників аварійності в магістральних електромережах. У зв'язку з різким зростанням кількості їх пошкоджень у 2000 - 2005 роках за погодженням із заводом-виробником було видано розпорядження НЕК «Укренерго» від 16.03.2006 № 14 «По підвищенню рівня ремонтно-технічного обслуговування високовольтних вимірювальних трансформаторів і уводів», згідно з вимогами якого були виконані заходи, спрямовані на покращення рівня експлуатації ТС. Були введені нові методи діагностування (диференціальний контроль ТС під робочою напругою; вимірювання кривих іонізації при робочій напрузі; тепловізійний контроль та інше), вдосконалена конструкція ТС, що на деякий час дало позитивні результати. Проте, у зв'язку із незначними обсягами заміни ТС, відбракованих за результатами діагностики, та зростанням відсотку трансформаторів



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

струму, які відпрацювали свій ресурс (на кінець 2008 р. такий відсоток перевищив 50%), НЕК «Укренерго» знову вимушено було розробляти заходи для можливості подовження терміну безпечної експлуатації цих трансформаторів струму. Результатом чергової спільної роботи зі спеціалістами заводу-виробника стало видання розпорядження НЕК «Укренерго» від 10.07.2009 № 39-р «Про підвищення рівня діагностики та експлуатації оливоднаповнених вимірювальних трансформаторів», з урахуванням положень якого персонал експлуатаційних підрозділів НЕК «Укренерго» працює до теперішнього часу.

Станом на сьогодні відсоток трансформаторів струму типу ТФРМ-330, ТРН-330, які за довготривалий термін експлуатації (25 і більше років) вичерпали свій ресурс, перевищує 85% їх загальної кількості на підстанціях НЕК «Укренерго». Значна частина з них знаходиться на «прискореному» контролі параметрів ізоляції. У зв'язку з тим, що існуюча нормативна база з діагностики та визначення залишкового ресурсу вимірювальних трансформаторів не дає можливості прогнозувати стрімке погіршення технічного стану ТС та своєчасно (до настання технологічного порушення) виводити їх з експлуатації, існує реальна загроза зростання кількості пошкоджень у найближчий час. Крім того, навіть у разі своєчасного виявлення розвитку дефектів їх усунення в таких трансформаторах струму в умовах заводу-виробника буде неможливо через припинення діяльності КТ «ЗЗВА». Таким чином, значна кількість трансформаторів струму типів ТФРМ-330, ТРН-330, що експлуатуються на підстанціях НЕК «Укренерго», потребує заміни.

Наразі НЕК «Укренерго» проведено аналіз технічного стану трансформаторів струму типів ТФРМ-330, ТРН-330, встановлених на підстанціях НЕК «Укренерго», та складено план-графік поетапної заміни потенційно небезпечних трансформаторів струму типів ТФРМ-330, ТРН-330 з урахуванням ступеня їх важливості у забезпеченні надійної роботи ОЕС України.

Загальна кількість трансформаторів струму типів ТФРМ-330, ТРН-330, що необхідно буде замінити, складає 95 фаз. При цьому на 2021 рік передбачена заміна 31-го ТС, згідно дефектних актів. По іншим потенційно небезпечним ТС, з придільними характеристиками щодо можливості безпечної експлуатації проводиться постійний моніторинг стану ізоляції.

План-графік поетапної заміни потенційно небезпечних трансформаторів струму типів ТФРМ-330, ТРН-330 виробництва КТ "ЗЗВА".

№ з/п	Підстанція	Диспетчерське найменування приєднання	Фаза	Тип	Завод-виробник	Рік виготовлення	Термін експлуатації, років	Причина заміни
2021 рік								
1	ПС 330 кВ «Побузька»	Л-252/2	В	ТФРМ-330	ЗЗВА	1993	13	2 рівень за СН4, С2Н6, С2Н4 Дефектний Акт від 04.06.2020
2	ПС 330 кВ «Рудна»	ТС Л-256/2	В	ТРН-330	ЗЗВА	1977	42	2 рівень за С2Н4, СО2; R ізоляції (Л1-К1+Н2-Л2) - 20 Мом; tg δ під роб. напругою - 0,568% Дефектний Акт від 03.06.2020



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

3			С	ТРН-330	ЗЗВА	1977	42	3 рівень за С ₂ H ₄ , CO ₂ ; R ізоляції (Л1-К1+Н2-Л2) - 20 Мом; tg δ під роб. напругою - 0,528% Дефектний Акт від 03.06.2020
4	ПС 330 кВ «Рудна»	ТС Л-257/2	А	ТФРМ-330	ЗЗВА	1989	26	2 рівень за Н ₂ , CO; R ізоляції (Л1-К1+Н2-Л2) - 1,6 Мом Дефектний Акт від 06.06.2020
5			В	ТФРМ-330	ЗЗВА	1989	26	2 рівень за СН ₄ , С ₂ H ₄ ; R ізоляції (Л1-К1+Н2-Л2) - 1,0 МОМ Дефектний Акт від 06.06.2020
6			С	ТФРМ-330	ЗЗВА	1989	26	2 рівень за Н ₂ , СН ₄ , С ₂ H ₆ , CO, CO ₂ , С ₂ H ₄ ; R ізоляції (Л1-К1+Н2-Л2) - 1,0 Мом Дефектний Акт від 06.06.2020
7	ПС 330 кВ «Рудна»	ТС Л-259/1	А	ТФРМ-330	ЗЗВА	1990	7	2 рівень за Н ₂ , СН ₄ , С ₂ H ₄ , CO, CO ₂ ; R ізоляції (Л1-К1+Н2-Л2) - 5,7 Мом Дефектний Акт від 06.06.2020
8			В	ТФРМ-330	ЗЗВА	1990	7	2 рівень за СН ₄ , С ₂ H ₄ , CO, CO ₂ ; R ізоляції (Л1-К1+Н2-Л2) - 5,5 Мом Дефектний Акт від 06.06.2020
9			С	ТФРМ-330	ЗЗВА	1990	7	1990 рік виготовлення 3 рівень за CO, 2 рівень за CO ₂ . R ізоляції (Л1-К1+Н2-Л2) - 5,0 Мом Дефектний Акт від 06.06.2020
10	ПС 330 кВ «Рудна»	ТС Л-259/2	С	ТРН-330	ЗЗВА	1980	38	3 рівень за CO ₂ , СН ₄ , CO, С ₂ H ₄ ; R ізоляції (Л1-К1+Н2-Л2) - 15,0 МОМ Дефектний Акт від 05.06.2020
11	ПС 330 кВ «Феросплавна»	ТС С-332	А	ТРН-330	ЗЗВА	1978	37	3 рівень за С ₂ H ₄ Дефектний Акт від 02.06.2020
12			В	ТРН-330	ЗЗВА	1983	37	3 рівень за С ₂ H ₄ Дефектний Акт від 02.06.2020



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

13			С	ТРН-330	ЗЗВА	1984	36	2 рівень за С2Н4 Дефектний Акт від 02.06.2020
14	ПС 330 кВ «Феросплавна»	ТС Л-243/2	А	ТРН-330	ЗЗВА	1978	42	3 рівень за С2Н4 Дефектний Акт від 03.06.2020
15			В	ТРН-330	ЗЗВА	1978	42	2 рівень за С2Н4 Дефектний Акт від 03.06.2020
16			С	ТРН-330	ЗЗВА	1978	42	2 рівень за С2Н4, СО2 Дефектний Акт від 03.06.2020
17	ПС 330 кВ «Аджалик»	ТТ-330 4В	В	ТРН-330	ЗЗВА	1979	41	С2Н4 - 41 ppm; СО2 - 1928 ppm; ОГС - 8,9 об.%. Дефектний Акт від 17.08.2020
18			С	ТРН-330	ЗЗВА	1977	43	С2Н4 - 13 ppm; СО2 - 1275 ppm; ОГС - 9,5 об.%; Різ первин. обмоток відносно бака - 1 Мом Дефектний Акт від 17.08.2020
19	ПС 330 кВ «Аджалик»	ТТ-330 3В	С	ТРН-330	ЗЗВА	1977	43	С2Н4 - 17 ppm; СО2 - 1139 ppm; ОГС - 9,5 об.%; Різ первин. обмоток відносно бака - 4 Мом Дефектний Акт від 17.08.2020
20	ПС 330 кВ «Новоодеська»	ТТ-330 2В	А	ТФРМ-330	ЗЗВА	1991	28	3 рівень за СО, СО2, ЗГВ Дефектний Акт від 17.08.2020
21			В	ТФРМ-330	ЗЗВА	1991	28	2 рівень за ХАРГ Дефектний Акт від 17.08.2020
22			С	ТФРМ-330	ЗЗВА	1991	28	3 рівень за СО, СО2, СН4 Дефектний Акт від 17.08.2020
23	ПС 330 кВ «Усатове»	ТС-32	В	ТФРМ-330	ЗЗВА	1984	35	С2Н4 - 33 ppm; СО2 - 1542 ppm Дефектний Акт від 17.08.2020
24			С	ТФРМ-330	ЗЗВА	1984	35	С2Н4 - 33 ppm; СО2 - 1949 ppm; СО - 409 ppm Дефектний Акт від 17.08.2020



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

25	ПС 330 кВ «Усатове»	ТС-10	В	ТФРМ- 330	ЗЗВА	1981	37	C ₂ H ₄ - 25 ppm; CO ₂ - 1081 ppm; ВРК - 0,0108 мг КОН/г; Різ первин. обмоток відносно бака - 0,02 Мом Дефектний Акт від 17.08.2020
26	ПС 330 кВ «Усатове»	ТТ-30	А	ТФРМ 330	ЗЗВА	1990	30	2 рівень за ХАРГ Дефектний Акт від 17.08.2020
27			В	ТФРМ 330	ЗЗВА	1990	30	2 рівень за ХАРГ Дефектний Акт від 17.08.2020
28			С	ТФРМ 330	ЗЗВА	1991	29	2 рівень за ХАРГ Дефектний Акт від 17.08.2020
29	ПС 330 кВ «Степова»	ТТ-ПЛ 330кВ "Лозова"	В	ТФРМ- 330	ЗЗВА	1983	36	R ізоляції (Л2 - бак) - 2 Мом Дефектний Акт від 08.06.2020
30	ПС 330 кВ «Степова»	ТТ-ПЛ 330кВ "Лозова"	А	ТФРМ- 330	ЗЗВА	1983	36	R ізоляції (Л2 - бак) - 1,5 Мом Дефектний Акт від 08.06.2020
31	ПС 330 кВ «Степова»	ТТ-ПЛ 330кВ "Лозова"	С	ТФРМ- 330	ЗЗВА	1983	37	Течі олтиви та порушення стійок. Дефектний Акт від 08.06.2021
2022 рік								
32	ПС 330 кВ «Рудна»	ТС Л-256/1	А	ТРН- 330	ЗЗВА	1977	42	2 рівень за C ₂ H ₄ , CO ₂
33			В	ТФРМ- 330	ЗЗВА	1990	30	2 рівень за CO; R ізоляції (Л1-К1+Н2-Л2) - 25 Мом
34			С	ТРН- 330	ЗЗВА	1977	42	2 рівень за C ₂ H ₄ , CO ₂ ; tg δ під роб. напругою - 0,556%
35	ПС 330 кВ «Рудна»	ТС Л-264/1	А	ТРН- 330	ЗЗВА	1977	42	2 рівень за CO ₂ ; R ізоляції (Л1-К1+Н2-Л2) - 0,8 Мом
36			В	ТРН- 330	ЗЗВА	1977	42	2 рівень за C ₂ H ₄ , C ₂ H ₆ , CO ₂
37			С	ТФРМ- 330	ЗЗВА	1989	25	2 рівень за C ₂ H ₄
38	ПС 330 кВ «Зоря»	ТС Сум. ПВ- 330 кВ Мирна + ЮД (Б)	А	ТФРМ- 330	ЗЗВА	1989	30	1989 рік виготовлення
39			В	ТФРМ- 330	ЗЗВА	1989	30	1989 рік виготовлення
40			С	ТФРМ- 330	ЗЗВА	1989	30	1989 рік виготовлення



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

				330				
41	ПС 330 кВ «Зоря»	ТС Власн. ПВ-330 кВ ЮД (Б)	A	ТФРМ- 330	33ВА	1989	30	1989 рік виготовлення
42			B	ТФРМ- 330	33ВА	1989	30	1989 рік виготовлення
43	ПС 330 кВ «Українка»	Л-253/1	B	ТФРМ- 330	33ВА	1993	25	2 рівень за Н2
44			C	ТФРМ- 330	33ВА	1993	25	2 рівень за Н2
45	ПС 330 кВ «Українка»	Л-253/2	A	ТФРМ- 330	33ВА	1993	25	2 рівень за Н2
46			B	ТФРМ- 330	33ВА	1993	25	2 рівень за Н2
47			C	ТФРМ- 330	33ВА	1993	25	2 рівень за Н2
48	ПС 330 кВ «Українка»	Л-259/2	A	ТФРМ- 330	33ВА	2004	6	2 рівень за Н2,СО, СО2
49	ПС 330 кВ «Херсонська»	ТТ-330-4В	C	ТФРМ- 330	33ВА	1992	23	1992 рік виготовлення
50	ПС 330 кВ «Усатове»	ТС-20	A	ТФРМ- 330	33ВА	1990	29	2 рівень за ХАРГ
51			B	ТФРМ- 330	33ВА	1990	29	2 рівень за ХАРГ
52			C	ТФРМ- 330	33ВА	1990	29	2 рівень за ХАРГ
53	ПС 330 кВ «Усатове»	ТТ-22	A	ТФРМ- 330	33ВА	1991	29	2 рівень за ХАРГ
54			B	ТФРМ- 330	33ВА	1991	29	2 рівень за ХАРГ
55			C	ТФРМ- 330	33ВА	1990	30	2 рівень за ХАРГ
56	ПС 330 кВ «Подільська»	ТТ-1В	A	ТФРМ- 330	33ВА	1983	37	С2Н4 - 37 ррт; СО2 - 1271 ррт; СО - 864 ррт; ОГС - 6,9 об.%; Різ первин. обмоток відносно бака - 6 Мом
57			B	ТРН- 330	33ВА	1978	37	С2Н4 - 19 ррт; СО2 - 1371 ррт; Різ первин. обмоток відносно бака - 0,7 Мом
58			C	ТФРМ- 330	33ВА	1981	37	С2Н4 - 14 ррт; СО2 - 1107 ррт; ОГС - 8,3 об.%; Різ первин. обмоток відносно бака - 0,3 Мом



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

59	ПС 330 кВ «Подільська»	ТТ-3В	A	ТФРМ-330	33ВА	1984	37	C ₂ H ₄ - 55 ppm; C ₂ H ₆ - 2,4 ppm; CO ₂ - 1418 ppm; CO - 776 ppm; ОГС - 8,6 об.%
60			B	ТФРМ-330	33ВА	1984	37	CH ₄ - 13 ppm; C ₂ H ₄ - 93 ppm; C ₂ H ₆ - 2,9 ppm; CO ₂ - 1478 ppm; CO - 1084 ppm; ОГС - 6,8 об.%; Різ первин. обмоток відносно бака - 11 Мом
61			C	ТФРМ-330	33ВА	1984	37	CH ₄ - 6 ppm; C ₂ H ₄ - 62 ppm; C ₂ H ₆ - 2,6 ppm; CO ₂ - 1358 ppm; CO - 725 ppm; ОГС - 7,3 об.%
62	ПС 330 кВ «Подільська»	ТТ-4В	A	ТФРМ-330	33ВА	1984	37	CH ₄ - 10 ppm; C ₂ H ₄ - 94 ppm; C ₂ H ₆ - 2,2 ppm; CO ₂ - 1349 ppm; CO - 1002 ppm
63			B	ТФРМ-330	33ВА	1984	37	CH ₄ - 13 ppm; C ₂ H ₂ - 1,7 ppm; C ₂ H ₄ - 38 ppm; C ₂ H ₆ - 2,9 ppm; CO ₂ - 2109 ppm; CO - 792 ppm
64			C	ТФРМ-330	33ВА	1984	37	CH ₄ - 9 ppm; C ₂ H ₄ - 43 ppm; C ₂ H ₆ - 2,2 ppm; CO ₂ - 1262 ppm; CO - 736 ppm
2023 рік								
65	ПС 330 кВ «ВДГМК»	ТТ Л - 267	A	ТФРМ-330	33ВА	1992	27	2 рівень за C ₂ H ₄ ; R ізоляції (Л1-К1+Н2-Л2) - 3 Мом
66			B	ТФРМ-330	33ВА	1992	27	2 рівень за C ₂ H ₄
67			C	ТФРМ-330	33ВА	1992	27	2 рівень за C ₂ H ₆ , C ₂ H ₄
68	ПС 330 кВ «Молочанська»	ТС Л-219/2	A	ТФРМ-330	33ВА	1991	29	2 рівень за CO, CO ₂
69			B	ТФРМ-330	33ВА	1995	25	2 рівень за C ₂ H ₄ , C ₂ H ₂
70	ПС 330 кВ «Молочанська»	ТС Л-246/1	C	ТФРМ-330	33ВА	1993	27	2 рівень за CH ₄ , CO, C ₂ H ₄ , CO ₂
71	ПС 330 кВ «Рудна»	ТС Л-264/2	C	ТФРМ-330	33ВА	1989	25	2 рівень за CO
72	ПС 330 кВ «Феросплавн	ТС Л-213/2	C	ТФРМ-330	33ВА	1982	38	2 рівень за CO ₂ , C ₂ H ₄



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

	а»							
73	ПС 330 кВ «Феросплавна»	ТС Л-214/1	В	ТФРМ-330	33ВА	1990	11	2 рівень за CO, H2
74	ПС 330 кВ «Феросплавна»	ТС Л-243/1	А	ТФРМ-330	33ВА	1990	11	2 рівень за H2, CO, C2H6, C2H4
75			С	ТРН-330	33ВА	1978	42	2 рівень за H2, CO, C2H4
76	ПС 330 кВ «Феросплавна»	ТС Л-244/1	А	ТРН-330	33ВА	1978	42	2 рівень за CH4, C2H4
77			В	ТРН-330	33ВА	1978	42	2 рівень за CO2
78	ПС 330 кВ «Феросплавна»	ТС Л-244/2	В	ТФРМ-330	33ВА	1983	37	2 рівень за H2, C2H4, CO, CO2
79			С	ТФРМ-330	33ВА	1983	37	2 рівень за C2H4, C2H6, CO2
80	ПС 330 кВ «Зоря»	ТС Сум. ЕВ-330 кВ АТ-3,4 + ЮД (А)	В	ТФРМ-330	33ВА	1989	26	1989 рік виготовлення
81	ПС 330 кВ «Зоря»	ТС Власн. ПВ-330 кВ АТ-7,8	А	ТФРМ-330	33ВА	1989	28	1989 рік виготовлення
82			В	ТФРМ-330	33ВА	1989	28	1989 рік виготовлення
83			С	ТФРМ-330	33ВА	1989	28	1989 рік виготовлення
84	ПС 330 кВ «Зоря»	ТС Власн. ПВ-330 кВ Харцизьська	А	ТФРМ-330	33ВА	1991	29	1991 рік виготовлення
85			В	ТФРМ-330	33ВА	1989	29	1989 рік виготовлення
86			С	ТФРМ-330	33ВА	1989	29	1989 рік виготовлення
87	ПС 330 кВ «Херсонська»	ТТ-330-5В	В	ТРН-330	33ВА	1980	39	C2H4 - 34 ppm; CO2 - 1842 ppm
88			С	ТРН-330	33ВА	1980	39	C2H4 - 39 ppm; CO2 - 1672 ppm
89	ПС 330 кВ «Херсонська»	ТТ-330-6В	С	ТРН-330	33ВА	1980	39	C2H4 - 40 ppm; CO2 - 1213 ppm
90	ПС 330 кВ «Подільська»	ТТ-5В	А	ТРН-330	33ВА	1978	42	C2H4 - 13 ppm; CO2 - 1104 ppm; ОГС - 7,9 об.%; Різ первин. обмоток відносно бака - 1,5 Мом
91	ПС 330 кВ «Подільська»	ТТ-6В	С	ТРН-330	33ВА	1978	42	C2H4 - 33 ppm; CO2 - 1379 ppm; ОГС - 10,2 об.%



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

92	ПС 330 кВ «Подільська»	ТТ-8В	А	ТРН-330	ЗЗВА	1978	42	C ₂ H ₄ - 13 ppm; CO ₂ - 947 ppm; ОГС - 8,8 об.%
93			В	ТРН-330	ЗЗВА	1978	42	C ₂ H ₄ - 38 ppm; CO ₂ - 1644 ppm; ОГС - 9,2 об.%
94			С	ТРН-330	ЗЗВА	1978	42	C ₂ H ₄ - 12 ppm; CO ₂ - 969 ppm; ОГС - 8,5 об.%; Rіз первин. обмоток відносно бака - 0,5 Мом
95	ПС 330 кВ «Суми північна»	ТТ-330кВ яч.4 "4В"	С	ТФРМ-330	ЗЗВА	1989	31	1989 рік виготовлення

Орієнтовна кошторисна вартість програми складає: 102 648 тис. грн. З яких в 2021 році необхідно – 32 712 тис. грн. Фінансування програми здійснюється за кредитні кошти міжнародних фінансових інституцій.

Програма поетапної заміни дефектних залізобетонних опор та грозозахисного тросу НЕК «Укренерго» на період 2021-2025 рр.

Технічний стан за роками експлуатації ПЛ системи передачі відображено в таблиці 4.6 даного Плану розвитку.

З наведених в таблиці 4.6. даних в НЕК «Укренерго» 20822,74 км ПЛ знаходиться в експлуатації більше 30 років (89,0% довжини усіх ліній) з яких 16217,15 км ПЛ знаходяться в експлуатації більше 40 років (69,3% довжини усіх ліній). Подальше старіння та недостатні темпи реконструкції ПЛ призводить до ускладнення експлуатації ПЛ Компанії.

Також слід зазначити, що внаслідок зміни в останні десятиріччя кліматичних умов, значна кількість побудованих у 70-80-ті роки ліній є вразливими до дії підвищених кліматичних навантажень. Значною мірою це виявляється в осінньо-зимовий періоду південних та північних районах України (Південна, Дніпровська та Північна енергосистеми). Внаслідок посилення навантажень та впливів від штормового вітру, ожеледі, вібрації та галопування проводів значно збільшилась кількість пошкоджень елементів ПЛ та прискорився їх знос. Внаслідок цього виникла потреба докорінного технічного переоснащення та реконструкції ПЛ зазначених регіонів в цілому, оскільки проектний розрахунковий термін експлуатації (40 років) більшості з них вже закінчився.

Річними планами передбачені роботи з ремонту фундаментів металевих опор, ремонту та заміни з/б опор, заміни грозотросу, фарфорової ізоляції та інші роботи, спрямовані на забезпечення надійності ПЛ. Але слід визнати, що ці роботи з кожним роком потребують все більших матеріальних і трудових витрат. Однак обсяги фінансування робіт з капітального ремонту, які виділяються на виконання наказу № 1, в останні роки (в тому числі заплановані на 2020 рік) не покривають потреби згідно вимог нормативних документів.

Не відповідають потребам обсяги робіт з заміни грозозахисного тросу. Після заміни грозозахисного тросу згідно наказу №1 та Інвестиційної програми НЕК «Укренерго» 2019 року в обсязі 191,3 т потреба в його заміні станом на 01.01.2020 року складає близько 1000,0 т. Також не відповідають нагальним потребам обсяги робіт із заміни з/б опор. У 2019 році згідно наказу №1 та інвестиційної програми НЕК «Укренерго» були проведені роботи із заміни 125 шт. з/б опор, тоді як потреба енергосистем в їх заміні згідно дефектних актів складає більш ніж 1600 шт. Аналіз фінансування та виконання робіт з



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

капітального ремонту, технічного переоснащення і реконструкції ПЛ свідчить про те, що обсяги відновлення не тільки не зменшують існуючу диспропорцію між старінням та відновленням, але й не покривають фактичного зносу ПЛ. На сьогодні це є однією із головних проблем експлуатації ПЛ НЕК «Укренерго». Старіння конструкцій та обладнання настає значно швидше, ніж виконується їх заміна під час реконструкції та капітального ремонту.

Для збереження задовільного технічного стану ПЛ, які знаходяться в експлуатації більше 40 років необхідно збільшити обсяги ремонтних робіт на ПЛ за наказом № 1, і в першу чергу обсяги заміни дефектних залізобетонних опор та грозозахисного тросу ПЛ 220 - 750 кВ. Тому, НЕК «Укренерго» було прийнято рішення затвердити 5-річні плани-графіки по заміні дефектних залізобетонних опор та грозозасного тросу.

План-графік заміни дефектних залізобетонних опор ПЛ 110 - 330 кВ НЕК «Укренерго» (капремонт).

№	Найменування ПЛ	Рік заміни, опор				
		2021	2022	2023	2024	2025
Дніпровська ЕС						
1	ПЛ 330 кВ Криворізька ТЕС-Південна №1 (Л209)				5	
2	ПЛ 330 кВ Криворізька ТЕС-Південна №2 (Л210)					11
3	ПЛ 330 кВ Криворізька ТЕС-Каховська (Л224)	12				
4	ПЛ 330 кВ Криворізька ТЕС-Гірнична №2 (Л226)	1				
5	ПЛ 330 кВ Прометей-Кам'янська (Л233)				5	
6	ПЛ 330 кВ Придніпровська ТЕС-Павлоградська (Л234)				9	
7	ПЛ 330 кВ Кам'янська-Дніпровська (Л235)			12		
8	ПЛ 330 кВ Павлоградська-Білицька (Л236)					12
9	ПЛ 330 кВ Запорізька ТЕС - Запорізька 330 (Л242)	16				
10	ПЛ 330 кВ Запорізька ТЕС - Молочанська (Л246)		7			
11	ПЛ 330 кВ Ладижинська ТЕС - Побузька (Л251)			8		
12	ПЛ 330 кВ Южно-Українська АЕС-Побузька (Л252)				2	
13	ПЛ 330 кВ Южно-Українська АЕС-Українка (Л253)		4			
14	ПЛ 330 кВ Рудна-Українка (Л259)			5		
15	ПЛ 330 кВ Першотравнева-Дніпровська 750 (Л263)		6			
16	ПЛ 330 кВ Дніпровська 750-Рудна (Л264)		13			
17	ПЛ 330 кВ Дніпровська 750-Прометей (Л266)				8	
18	ПЛ 330 кВ Харцизька - Зоря			5		
19	ПЛ 220 кВ Старобешевська ТЕС - Азовська №1					2
	Разом по Дніпровській ЕС, шт.	29	30	30	29	25
Західна ЕС						
1	ПЛ 330 кВ Рівненська АЕС - Рівне	2				4
2	ПЛ 330 кВ Західноукраїнська — Рівне		10		10	
3	ПЛ 330 кВ Бурштинська ТЕС - Західноукраїнська №1				2	
4	ПЛ 330 кВ Бурштинська ТЕС - Західноукраїнська №2				8	5



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

5	ПЛ 330 кВ Бурштинська ТЕС - Івано-Франківськ				3	
6	ПЛ 330 кВ Західноукраїнська - Львів південна №1		2			
7	ПЛ 330 кВ Західноукраїнська - Львів південна №2			6		7
8	ПЛ 330 кВ Івано-Франківськ - Чернівці	3				
9	ПЛ 330 кВ Ковель - Нововолинськ		10	9		
10	ПЛ 330 кВ Рівненська АЕС - Ковель			3		
11	ПЛ 330 кВ Рівненська АЕС - Луцьк північна		1			
12	ПЛ 220 кВ Бурштинська ТЕС - Калуш №2	2				
13	ПЛ 220 кВ Калуш - ГПП1 №2			2		
14	ПЛ 220 кВ Добротвірська ТЕС - Радивилів	6				14
	Разом по Західній ЕС, шт.	13	23	20	23	30
Південна ЕС						
1	ПЛ 330 кВ Молдавська ДРЕС-Подільська	8	16	16	11	8
2	ПЛ 330 кВ Молдавська ДРЕС-Усатове	3			5	8
3	ПЛ 330 кВ Новоодеська-Усатове	5				
	Разом по Південній ЕС, шт.	16	16	16	16	16
Південно-Західна ЕС						
1	ПЛ 330 кВ Вінницька 750 - Вінницька 330	8				
2	ПЛ 330 кВ Чернівецька - Кам'янець-Подільська			8	8	8
3	ПЛ 330 кВ Хмельницька АЕС-Шепетівка		8	6	8	8
4	ПЛ 330 кВ Житомирська-Шепетівка		8	2		
	Разом по Південно-Західній ЕС, шт.	8	16	16	16	16
Північна ЕС						
1	ПЛ 330 кВ Зміївська ТЕС-Полтава	21	21	21	22	22
2	ПЛ 330 кВ Центральна - Лозова		23	24	24	
3	ПЛ 330 кВ Зміївська ТЕС-Степова №2			11		
4	ПЛ 330 кВ Зміївська ТЕС-Валуйки				14	14
5	ПЛ 330 кВ Зміївська ТЕС-Харківська	22				
6	ПЛ 330 кВ Слов'янська ТЕС-Куп'янськ	8				
7	ПЛ 330 кВ Залютине-Харківська	9				
8	ПЛ 330 кВ Зміївська ТЕС-Белгород з відгалуженням на ПС 330кВ «Лосеве»	10				
9	ПЛ 330кВ Залютине-Суми				3	
10	ПЛ 330 кВ Суми - Суми північна				2	
11	ПЛ 330 кВ Кременчуцька ГЕС-Кременчук				7	
12	ПЛ 330 кВ Дніпровська 750-Кременчук					8
13	ПЛ 330 кВ Кременчуцька-Миргород		28			
14	ПЛ 330 кВ Полтава-Кременчук		14	14	14	10
15	ПЛ 330 кВ Білицька-Центральна					3
16	ПЛ 330 кВ Павлоградська-Білицька					3
17	ПЛ 330 кВ Вуглегірська ТЕС-Центральна №1					9



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

18	ПЛ 330 кВ Вуглегірська ТЕС-Центральна №2					6
19	ПЛ 330 кВ Вуглегірська ТЕС-Макиївка			16	2	4
20	ПЛ 220 кВ Луганська ТЕС-Ювілейна					7
21	ПЛ 110 кВ Суми-Суджа					2
	Разом по Північній ЕС, шт.	70	86	86	88	88
Центральна ЕС						
1	ПЛ 330 кВ Чорнобильська АЕС-Київська	5				
2	ПЛ 330 кВ Броварська-Ніжинська		7			
3	ПЛ 330 кВ Ніжинська-Конотоп			9		
4	ПЛ 330 кВ Чорнобильська АЕС-Лісова				8	
5	ПЛ 330 кВ Житомирська-Лісова					9
	Разом по Центральній ЕС, шт.	5	7	9	8	9
НЕК «Укренерго»						
1	Разом ПЛ 330 кВ	133	178	175	180	159
2	Разом ПЛ 220 кВ	8	0	2	0	23
3	Разом ПЛ 110 кВ	0	0	0	0	2
	Разом по НЕК «Укренерго»	141	178	177	180	184

План-графік заміни дефектного грозозахисного тросу ПЛ 110 - 330 кВ НЕК «Укренерго» (капремонт)

№	Найменування ПЛ	Рік заміни, т				
		2021	2022	2023	2024	2025
Дніпровська ЕС						
1	ПЛ 330 кВ Придніпровська ТЕСПершотравнева (Л204), Кам'янська – Першотравнева (Л205)	4,2				
2	ПЛ 330 кВ Придніпровська ТЕС – Першотравнева (Л204), Придніпровська ТЕС-Дніпродзержинська (Л238)					1,8
3	ПЛ 330 кВ Кременчуцька ГЕС – Першотравнева (Л206)		3,8			
4	ПЛ 330 кВ Південна – Першотравнева №1, №2 (Л207/208)	2,4				
5	ПЛ 330 кВ Дніпро-Донбас – Правобережна (Л229)	0,4				



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

6	ПЛ 330 кВ Криворізька ТЕС – Південна №2 (Л210)					4,3
7	ПЛ 330 кВ Криворізька ТЕС – Нікопольська (Л212)	4,6	4,4			
8	ПЛ 330 кВ Запорізька 330 – ДніпроДонбас (Л218)	5,3				
9	ПЛ 330 кВ Криворізька ТЕС – Трихати (Л221)	1,4	3,9			2,3
10	ПЛ 330 кВ Криворізька ТЕС – Каховська (Л224)			13,2		
11	ПЛ 330 кВ Дніпро-Донбас – Правобережна (Л229)		4,3	3,8		
12	ПЛ 330 кВ Придніпровська ТЕС – Павлоградська (Л234)	2,7	2,5	4,4	4,6	3,4
13	ПЛ 330 кВ Павлоградська – Білицька (Л236)	6,9	2,8	6,8	3,0	3,8
14	ПЛ 330 кВ Придніпровська ТЕС – Дніпровська (Л237)			1,5		
15	ПЛ 330 кВ Запорізька ТЕС – Запорізька 330 (Л242)		8,1			
16	ПЛ 330 кВ Запорізька ТЕС – Мелітопольська (Л247)			6,2		
17	ПЛ 330 кВ Молочанська – Мелітопольська (Л248)				14,0	5,7
18	ПЛ 330 кВ Харцизька – Зоря				13,4	7,4
19	ПЛ 330 кВ Курахівська ТЕС – Іванівка	6,7				
20	ПЛ 220 кВ Старобешівська ТЕС – Азовська №1		5,0			4,2
	Разом по Дніпровській ЕС, т	34,6	34,8	35,9	35,0	32,9
Західна ЕС						
1	ПЛ 330 кВ БУТЕС - Західноукраїнська №2	19,7	18,0			
2	ПЛ 330 кВ БуТЕС - Івано-Франківськ	19,4	19,0			
3	ПЛ 330 кВ Рівне - Хмельницька АЕС				18,0	19,0
4	ПЛ 220 кВ ДТЕС - Радивилів	14,0	17,0	23,0		
5	ПЛ 220 кВ Луцьк північна - Грабів				26,6	26,6
6	ПЛ 220 кВ Бурштинська ТЕС - Стрий А,Б			32,0	12,0	16,2
	Разом по Західній ЕС, т	53,1	54,0	55,0	56,6	61,8
Південна ЕС						
1	ПЛ 330 кВ Молдавська ДРЕС-Усатове	11,5	9,7	8,9	8,1	10,4
2	ПЛ 330 кВ Новоодеська-Усатове		10,2	9,0	13,8	12,8
3	ПЛ 330 кВ Молдавська ДРЕС-Новоодеська	13,5	12,3	13,7	12,6	
	Разом по Південній ЕС, т	25,0	32,2	31,6	34,5	23,2
Південно-Західна ЕС						
1	ПЛ 330 кВ Білоцерківська — Козятин		4,6			
	Разом по Південно-Західній ЕС, т	0,0	4,6	0,0	0,0	0,0
Північна ЕС						
1	ПЛ 330 кВ Зміївська ТЕС-Полтава	17,5				
2	ПЛ 330 кВ Полтава - Кременчук		14,4	14,4	14,4	14,4
3	ПЛ 330 кВ Зміївська ТЕС-Харківська	14,7	14,7	14,7	14,6	
4	ПЛ 330 кВ Зміївська ТЕС-Валуйки		10,0	10,0		
5	ПЛ 330 кВ Залютино-Суми				4,7	



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

6	ПЛ 330 кВ Зміївська ТЕС-Залютине (А)	0,3				
7	ПЛ 330 кВ Курська АЕС-Суми північна				22,9	
8	ПЛ 330 кВ Залютіно-Харківська					31,8
9	ПЛ 330 кВ Слов'янська ТЕС - Зміївська ТЕС (БРЕЦ)		7,1			
10	ПЛ 330 кВ Слов'янська ТЕС - Куп'янськ (БРЕЦ)			17,2		
11	ПЛ 330 кВ Слов'янська ТЕС - Зміївська ТЕС (БРЕЦ)			4,8		
12	ПЛ 330 кВ Вуглегірська ТЕС-Донбаська №1				9,8	
13	ПЛ 330 кВ Вуглегірська ТЕС-Донбаська №2			9,9		
14	ПЛ 220 кВ Луганська ТЕС - Лисичанська		9,0			
15	ПЛ 220 кВ Луганська ТЕС-Лисичанська	6,5				
16	ПЛ 110 кВ т.Курилівка-Таволжанка з відг. до оп. №190					20,8
17	ПЛ 110 кВ т.Курилівка - т.Тополі - з відг. на Таволжанку					
	Разом по Північній ЕС, т	39,0	55,2	71,0	66,4	67,0
Центральна ЕС						
1	ПЛ 330 кВ Білоцерківська-Козятин	8,0				
2	ПЛ 330 кВ Житомирська-Шепетівка	9,9				
3	ПЛ 330 кВ Трипільська ТЕС-Житомирська	6,2	24,8	26,0		
4	ПЛ 330 кВ Київська-Новокиївська				13,4	
5	ПЛ 330 кВ Київська-Північна				11,5	
6	ПЛ 330 кВ Київська ТЕЦ-6 — Броварська					25,4
	Разом по Центральній ЕС, т	24,1	24,8	26,0	24,9	25,4
НЕК «Укренерго»						
1	Разом ПЛ 330 кВ	155,3	170,0	164,5	178,8	142,5
2	Разом ПЛ 220 кВ	20,5	31,0	55,0	38,6	47,0
3	Разом ПЛ 110 кВ	0,0	0,0	0,0	0,0	20,8
	Разом по НЕК «Укренерго»	175,8	201,0	219,5	217,4	210,3

Орієнтовна кошторисна вартість програми складає: 441 787 тис. грн. З яких в 2021 році необхідно – 73 533,6 тис. грн., в 2022 році – 90 664,7 тис. грн., в 2023 році – 89 932,8 тис. грн. в 2024 році – 93 759,3 тис. грн., в 2025 році – 93 896,5 тис. грн.

Програма поетапної заміни ВЧ апаратури передачі команд та постів захисту на період 2021-2025 рр

Для забезпечення надійної роботи ВЧ пристроїв захисту повітряних ліній та передачі команд протиаварійної автоматики необхідно своєчасно проводити заміну відповідного застарілого та зношеного обладнання, так як несвоєчасна заміна може привести до відмови захистів та протиаварійної автоматики. Як наслідок до пошкодження первинного обладнання і неможливості ліквідації аварійних ситуацій в енергосистемі.



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

Обладнання, що пропонується до заміни, виконане з використанням мікроелектронних елементів, відпрацювало свій термін експлуатації і має значний моральний та фізичний знос. Нормативний строк експлуатації пристроїв складає 12 років.

Зазначені пристрої зняті з виробництва, відсутні запасні частини і вузли для їх ремонту.

Перспективний план заміни апаратури передачі команд та постів захисту на 2021-2025рр.

Апаратура передечі команд

№ п/п	Об'єкт	Приєднання	Тип пристрою	Рік вводу в експлуатацію	Рік заміни
1	ПС 330 "ВДГМК"	ПЛ 330 "Дн-750-ВДГМК"	АКПА ПРМ	1997	2021
2	ПС 330 "ВДГМК"	ПЛ 330 "Дн-750-ВДГМК"	АКПА ПРД	1997	2021
3	ПС 330 кВ "Зоря"	ПЛ 330 Мирна	АНКА-АВПА прд	1986	2021
4	ПС 330 кВ "Мирна"	ПЛ 330 Зоря	АНКА-АВПА прм	1986	2021
5	ПС 330 "Рудна"	ПЛ 330 кВ Л257(Рудна-Кварцит)	АНКА-АВПА прд	1992	2022
6	ПС 330 "Рудна"	ПЛ 330 кВ Л257(Рудна-Кварцит)	АНКА-АВПА прм	1983	2022
7	ПС 330 кВ "Зоря"	ПЛ 330 Мирна	АНКА-АВПА прм	1986	2022
8	ПС 330 кВ "Мирна"	ПЛ 330 Зоря	АНКА-АВПА прд	1986	2022
9	ПС 330кВ "Побузька"	ПЛ 330 кВ Л251 "Побузька-Лад.ГРЕС"	АНКА-АВПА прм	1983	2023
10	ПС 330 кВ "Зоря"	ПЛ 330 Іванівка	АНКА-АВПА прд	1986	2023
11	ПС 330 кВ "Іванівка"	ПЛ 330 Зоря	АНКА-АВПА прм	1986	2023
12	ПС 330кВ "Українка"	ПЛ 330кВ Л259 "Українка-Рудна"	ПРМ АКА-16 "Кедр"	2003	2024
13	ПС 330кВ "Українка"	ПЛ 330кВ Л259 "Українка-Рудна"	ПРД АКА-16 "Кедр"	2003	2024
14	ПС 330 кВ "Зоря"	ПЛ 330 Іванівка	АНКА-АВПА прм	1986	2024
15	ПС 330 кВ "Іванівка"	ПЛ 330 Зоря	АНКА-АВПА прд	1986	2024
16	ПС 330 кВ "Іванівка"	ПЛ 330 КУТЕС	АНКА-АВПА прд	1986	2025
17	ПС 330 кВ "Іванівка"	ПЛ 330 КУТЕС	АНКА-АВПА прд	1986	2025
18	ПС 330кВ Львів західна	ПЛ 330кВ Львів західна - Яворів	АКА-16прд	2005	2024
			АКА-16прм	2005	2024
			АКА-16 тон. прм	2007	2025
19	ПС 330кВ Радивилів	ПЛ 330 кВ З.У. – Рівне – Радивилів	АКПАпрм	2002	2023
			АКПАпрд	2002	2023



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

			АКПАпрм	2001	2021
20	ПС 330кВ Луцьк-Північ.	ПЛ 330 кВ Луцьк-Пв. – РАЕС	АКА-16прд	2003	2024
			АКА-16прм	2003	2024
21	ПС 220кВ Луцьк-Пд.	ПЛ 220 кВ Луцьк-Пд. – Ковель	АКПАпрм	2001	2021
			АКПАпрд	2001	2021
		ПЛ 220 кВ Луцьк-Пд. – Грабів	АКПАпрм	2001	2021
22	ПС 220кВ Львів-2	ПЛ 220 кВ Львів-Пд. – Львів-2 – ДТЕС А	АКПАпрм	2002	2022
23	ПС 750 кВ Вінницька	Л-330 кВ Козятин	Прд. УПК-Ц	2011	2023
			Прд. УПК-Ц	2008	2022
		Л-330 кВ ЛТЕС	Прд. УПК-Ц	2011	2023
24	ПС 330 кВ Козятин	Л-330 кВ Вінницька-750	Прм. УПКЦ	2011	2023
			Прм. УПКЦ	2008	2022
25	ПС 330 кВ Новоодеська	ПЛ 330 кВ Усатове	АКПА	1995	2021
		ПЛ 330 кВ МДРЕС	АКПА	1995	2021
26	ПС 330 кВ Подільська	ПЛ 330 кВ Ладижинська ТЕС	АКПА	1995	2021
		ПЛ 330 кВ МДРЕС	АКПА	1995	2021
27	ПС 330 кВ Аджалик	ПЛ 330 кВ Усатове №1	АКПА	1996	2023
		ПЛ 330 кВ Трихати	АКПА	1996	2023
28	ПС 330 кВ Трихати	ПЛ 330 кВ Аджалик	АКПА	1994	2024
29	ПС 750 кВ «Донбаська»	ПЛ 750 кВ Донбаська – Південно-донбаська	АКПА прд	1999	2022
			АКПА прд	1999	2022
			АКПА прм	1999	2022
			АКПА прм	1999	2022
		ПЛ 330 кВ Донбаська – Слов'янська ТЕС	ВЧТО прд	1974	2021
			АНКА-АВПА прм	1996	2025
		ПЛ 330 кВ Донбаська – Вуглегірська ТЕС №1	АНКА-АВПА прд	1986	2025
			ВЧТО прд	1974	2021
		АНКА-АВПА прм	1986	2025	
30	ПС 330 кВ «Суми північна»	ПЛ 330 кВ Суми північна – Суми	ВЧТО прд	1974	2021
			АНКА-АВПА прм	1986	2025
			АНКА-АВПА прд	1989	2024
			АНКА-АВПА прм	1991	2024
31	ПС 330 кВ «Конотоп»	ПЛ 330 кВ Конотоп – Суми	АНКА-АВПА прд	1990	2024
			АНКА-АВПА прм	1985	2024
33	ПС 330 кВ «Лозова»	ПЛ 330 кВ Лозова - Центральна	АНКА-АВПА прд	1986	2023
			АНКА-АВПА прм	1986	2023
34	ПС 330 кВ	ПЛ 330 кВ	АКПА прд	2002	2023



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

	«Білицька»	Білицька – Павлоград	АКПА прм	2002	2023
35	ПС 330 кВ «Централь-на»	ПЛ 330 кВ	АНКА-АВПА прд	1986	2021
		Центральна – Лозова	АНКА-АВПА прм	1986	2021
36	ПС 220 кВ «Лисичанська»	ПЛ 110 кВ Лисичанська - РТІ-Лівоберіжна	ВЧТО прм	1983	2021
		ПЛ 110 кВ Лисичанська - Рубіжна	АНКА-АВПА прд	1988	2024
		ПЛ 110 кВ Лисичанська – Сєверодонецька ТЄЦ-2 №2 - Ювілейна	АНКА-АВПА прд	1988	2024
		ПЛ 110 кВ Лисичанська – 11Т (ПС 110 кВ «Лисичанська»)	АНКА-АВПА прд	1988	2022
37	ПС-330 кВ Північна	ПЛ-110 Вишгород-2	АНКА прд	1988	2022
		ПЛ-110 Нивки-2	АНКА прд	1988	2022

Пости захисту

№ п/п	Об'єкт	Приєднання	Тип пристрою	Рік вводу в експлуатацію	Рік заміни
1	ПС 330 кВ "Зоря"	ПЛ 330 Іванівка	ПВЗ	1974	2021
2	ПС 330 кВ "Іванівка"	ПЛ 330 Зоря	ПВЗ	1986	2021
3	ПС 330 "Рудна"	ПЛ 330 кВ Л259 "Рудна-Українка"	ПВЗ	1982	2021
4	ПС 330кВ "Українка"	ПЛ 330кВ Л259 "Українка-Рудна"	ПВЗ	2001	2022
5	ПС 330 кВ "Іванівка"	ПЛ 330 КУТЕС	ПВЗ	1986	2022
6	ПС 330 "Рудна"	ПЛ 330 кВ Л257 "Рудна-Кварцит"	АВЗК-80	1994	2022
7	ПС 330кВ "Побузька"	ПЛ 330кВ Л251 "Побузька-Лад.ГРЕС"	ПВЗ	2002	2022
8	ПС 330кВ "Побузька"	ПЛ 150кВ Л28к "Побузька-Помічна"	ПВЗ	2001	2023
9	ПС 330кВ "Побузька"	ПЛ 150кВ Л39к "Побузька-Н-Архангельська"	ПВЗ	2002	2023
10	ПС 330кВ "Українка"	ПЛ 150кВ Л15к "Українка-Кировоградська"	ПВЗ	2002	2023
11	ПС 330кВ "Українка"	ПЛ 150кВ Л16к "Українка-Кировоградська"	ПВЗ	2001	2024



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

12	ПС 330кВ "Українка"	ПЛ 150кВ ЛЗ1к "Українка-Березівка"	ПВЗ	2001	2024
13	ПС 330 кВ Радивилів	ПЛ 330 кВ З.У. – Рівне - Радивилів	ПВЗ	2007	2025
14	ПС 330 кВ Луцьк північ.	ПЛ 330 кВ Луцьк Півн- РАЕС	ПВЗ	2003	2024
		ПЛ 220 кВ Луцьк Півн- Грабів	ПВЗ-ТО	2003	2023
		ПЛ 220 кВ Луцьк Півн- Луцьк Півд.	ПВЗ-ТО	2003	2023
15	ПС 330 кВ Львів західна	ПЛ 330 кВ Львів західна-Яворів	ПВЗ	2007	2024
16	ПС 220 кВ Луцьк південна	ПЛ 220 кВ Луцьк Півд - ДТЕС	ПВЗ-90М	2001	2021
		ПЛ 220 кВ Луцьк Півд - Луцьк Півн.	ПВЗ-ТО	2004	2023
17	ПС 220 кВ Воловець	ПЛ 220 кВ Мукачево-Стрий-Воловець А	ПВЗ	2006	2025
		ПЛ 220 кВ Мукачево-Стрий-Воловець Б	ПВЗ	2006	2025
18	ПС 220 кВ Новий Розділ	ПЛ 220 кВ Львів південна-Н.Розділ – Стрий А	ПВЗ-90М	1999	2022
		ПЛ 220 кВ Львів південна-Н.Розділ – Стрий Б	ПВЗ-90М	1999	2022
19	ПС 220 кВ Стрий	ПЛ 220 кВ Мукачево-Стрий-Воловець А	ПВЗ	2006	2025
		ПЛ 220 кВ Мукачево-Стрий-Воловець Б	ПВЗ	2006	2025
		ПЛ 220 кВ Львів південна-Н.Розділ – Стрий А	ПВЗ-90М	1999	2022
		ПЛ 220 кВ Львів південна-Н.Розділ – Стрий Б	ПВЗ-90М	1999	2022
20	ПС 330 кВ Тернопільська	Л-330 кВ Хмельницька	ПВЗ	1998	2021
		Л-330 кВ БуТЕС	ПВЗ	1998	2021
21	ПС 220 кВ Доброславська	ПЛ 220 кВ Центроліт	ПВЗ	1992	2024
22	ПС 330 кВ Новоодеська	ПЛ 330 кВ МДРЕС	ПВЗ	1994	2022
		ПЛ 110 кВ Канал	ПВЗ	1994	2022
		ПЛ 330 кВ Усатове	ПВЗ	1994	2022



Основні об'єкти будівництва / реконструкції

		ПЛ 110 кВ Таїрове-1	ПВЗ	1994	2022
		ПЛ 110 кВ Таїрове-1	ПВЗ	1994	2022
23	ПС 330 кВ Херсонська	ПЛ 150 кВ ХНПЗ-1	ПВЗ	1992	2023
		ПЛ 150 кВ ХНПЗ-2	ПВЗ	1992	2023
24	ПС 220 кВ Центроліт	ПЛ 220 кВ Доброславська	ПВЗ	1996	2024
25	ПС 330 кВ Аджалик	ПЛ 330 кВ Трихати	ПВЗ	1996	2024
26	ПС 330 кВ Миколаївська	ПЛ 150 кВ Баштанка	ПВЗ	1994	2025
27	ПС 330 кВ Аджалик	ПЛ 330 кВ Херсонська	ПВЗ	1994	2025
28	ПС 330 кВ Трихати	ПЛ 150 кВ Темвод	ПВЗ	1994	2025
		ПЛ 330 кВ Аджалик	ПВЗ	1994	2025

Орієнтовна кошторисна вартість програми складає: 91 926,5 тис. грн. З яких в 2021 році необхідно – 21 761,5 тис. грн., в 2022 році – 19 857,9 тис. грн., в 2023 році – 18 518,4 тис. грн. в 2024 році – 20 140 тис. грн., в 2025 році – 11 648,4 тис. грн.

Загальна орієнтовна вартість реалізації програми підвищення надійності роботи обладнання підстанцій, повітряних ліній та пристроїв релейного захисту, що експлуатуються в НЕК «Укренерго» складає: 636 361,5 тис. грн.

З яких в 2021 році необхідно – 128 007,2 тис. грн., в 2022 році – 146 618,7 тис. грн., в 2023 році – 142 291,3 тис. грн. в 2024 році – 113 899,4 тис. грн., в 2025 році – 105 545 тис. грн.

Фінансування даних заходів відображено в таблиці 5.4.1 – Інвестиції в об'єкти системи передачі загальною строкою (12) по рокам.



Інвестиції в об'єкти системи передачі

№ з/п	Найменування об'єкта	Строки виконання, роки	Реконструкція ПС та введення нових АТ і ЛЕП, МВА/км	Кошторисна вартість проектів* (орієнтовна) тис грн.	Базовий період	Прогнозований період, рік (тис грн.)										
						2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
1.2	Приєднання ПС 750 кВ "Київська" до мережі 330 кВ (з перезаведенням ПЛ 330 кВ ЧАЕС - Мозир на ПС "Київська", ПЛ 330 кВ ЧАЕС-Славутич на ПС "Київська") та будівництво ПЛ 330 кВ Київська-Лісова, у т. ч. за рахунок:	2021-2024	ПЛ 330 кВ – 125 км та 125 км і 50 км відповідно	2 484 850	0	0	10 000	621 900	620 525	1 232 425	0	0	0	0	0	0
	- власних коштів підприємства				0	0	10 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- кредитних коштів				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- інших джерел				0	0	0	621 900	620 525	1 232 425	0	0	0	0	0	0
1.3	ПС 330/110/35 кВ "Західна" із заходами ПЛ 330 кВ, у т.ч. за рахунок:	2017-2022	АТ 330 кВ - 2х200 МВА ПЛ 330 кВ -2,34 км	1 066 148	68688	2 723,00	576 588,24	418 149,00	0	0	0	0	0	0	0	0
	- власних коштів підприємства				760	0,00	22 590,39	3 000,00	0	0	0	0	0	0	0	0
	- кредитних коштів				67928	2 723,00	553 997,85	415 149,00	0	0	0	0	0	0	0	0
	- інших джерел				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.4	Реконструкція ПС 330 кВ "Броварська" зі встановленням АТ-3, Київська область, у т. ч. за рахунок:	2018-2022	АТ 330/110 кВ - 200 МВА	885 532	42402	43 962,00	333 016,60	466 151,00	0	0	0	0	0	0	0	0
	- власних коштів підприємства				0	0	9 089,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- кредитних коштів				42402	43 962,00	323 927,60	466 151,00	0	0	0	0	0	0	0	0
	- інших джерел				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.5	Нове будівництво транзиту повітряної лінії 330 кВ Побузька – Тальне – Поляна з підстанцією 330 кВ «Тальне» на території Черкаської Кіровоградської та Миколаївської областей, у т. ч. за рахунок:	2016-2024	3 х АТ - 250 МВА ПЛ 330 кВ 89 км	1 833 333	3188,31	634,76	3 622	250 000	450000	669230	0	0	0	0	0	0
	- власних коштів підприємства				3188,31	634,76	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- кредитних коштів				0	0	0	0	450000	669230	0	0	0	0	0	0
	- інших джерел				0	0	3 622	250 000	0	0	0	0	0	0	0	0
1.6	Будівництво ПЛ 330 кВ Канівська ГЕС - Поляна, ПЛ 330 кВ Канівська ГАЕС - Білоцерківська та Канівська ГАЕС - Тальне, у т. ч. за рахунок:	2022-2028	3 х ПЛ 330 кВ - 230 км	1 557 000	0	0	0	11834	257500	257500	257500	257500	257500	257666	0	0
	- власних коштів підприємства				0	0	0	11834	0	0	0	0	0	0	0	0
	- кредитних коштів				0	0	0	0	257500	257500	257500	257500	257500	257666	0	0



Інвестиції в об'єкти системи передачі

№ з/п	Найменування об'єкта	Строки виконання, роки	Реконструкція ПС та введення нових АТ і ЛЕП, МВА/км	Кошторисна вартість проєктів* (орієнтовна) тис грн.	Базовий період	Прогнозований період, рік (тис грн.)											
						2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	- інших джерел					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.7	Будівництво ПС 330 кВ "Східна" з заходами ПЛ 330 кВ Київська ТЕЦ-5-Броварська, у т. ч. за рахунок:	2017-2023	2х АТ 330/110 кВ - 200 МВА, ПЛ 330 кВ-2х10 км,	1 083 333		943,1	0	3 875	480 000	589800	0	0	0	0	0	0	0
	- власних коштів підприємства					943,1	0	3 875	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- кредитних коштів					0	0	0	480000	589800	0	0	0	0	0	0	0
	- інших джерел					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Розділ 2, Західна енергосистема																
	у тому числі за рахунок:			3 632 029		53300	143533,2	145263,29	100000	192350	214000	166800	246000	280480	406867	406867	406866
	- власних коштів підприємства, у тому числі за рахунок:					53300	143533,2	145263,29	100000	192350	0	2800	25000	59480	0	0	0
	доходу, отриманого від розподілу пропускної спроможності міждержавних електричних мереж					50300	142608	142390,83	100000	182350	0	0	0	0	0	0	0
	- кредитні кошти					0	0	0	0	0	214000	164000	221000	221000	406867	406867	406866
	- інші джерела					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1	Реконструкція ділянки ПЛ 400 кВ Мукачеве-Вельке Капушани від ПС 400 кВ "Мукачеве" до держкордону на території Закарпатської області, у т. ч. за рахунок:	2018-2022	ПЛ 400 кВ - 51 км	283 333		300	200	483	100 000	182350	0	0	0	0	0	0	0
	- власних коштів підприємства, у тому числі:					300	200	483	100 000	182350	0	0	0	0	0	0	0
	доходу, отриманого від розподілу пропускної спроможності міждержавних електричних мереж					300	200	483	100 000	182350	0	0	0	0	0	0	0
	- кредитних коштів					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- інших джерел					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	Реконструкція ПС 400/220/110 кВ "Мукачеве". Установка групи однофазних автотрансформаторів 400/220/35 кВ АТ-4 з впровадженням прогресивних технологічних рішень, у т. ч. за рахунок:	2016-2021	400 МВА	199 774		3000	925,2	2872,46	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- власних коштів підприємства					3000	925,2	2872,46	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- кредитних коштів					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



Інвестиції в об'єкти системи передачі

№ з/п	Найменування об'єкта	Строки виконання, роки	Реконструкція ПС та введення нових АТ і ЛЕП, МВА/км	Кошторисна вартість проектів* (орієнтовна) тис грн.	Базовий період	Прогнозований період, рік (тис грн.)											
						2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	- інших джерел					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3	ПЛ 330 кВ Західноукраїнська - Богородчани з реконструкцією ПС 330 кВ "Богородчани" та ПС 750 кВ "Західноукраїнська", у т. ч. за рахунок:	2016-2021	ПЛ 330 кВ - 103,989 км	1 011 042		50000	142 408	141 908	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- власних коштів підприємства, у тому числі:					50000	142 408	141 908	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	доходу, отриманого від розподілу пропускної спроможності міждержавних електричних мереж					50000	142 408	141 908	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- кредитних коштів					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- інших джерел					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.4	Будівництво ПЛ 330 кВ Нововолинськ – Яворів з реконструкцією ПС 330 кВ "Нововолинськ" та ПС 330 кВ "Яворів", у т. ч. за рахунок:	2023-2027	ПЛ 330 кВ - 135 км	830 000		0	0	0	0	10000	214000	164000	221000	221000	0	0	0
	- власних коштів підприємства					0	0	0	0	10000	0	0	0	0	0	0	0
	- кредитних коштів					0	0	0	0	0	214000	164000	221000	221000	0	0	0
	- інших джерел					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.5	Реконструкція ПЛ 330 кВ Західноукраїнська - Львів Південна № 2 з формуванням нової ПЛ 330 кВ Львів Західна - Львів Південна, у т. ч. за рахунок:	2025-2027	ПЛ 330 кВ – 8 км	62 280		0	0	0	0	0	0	2 800	25 000	34 480	0	0	0
	- власних коштів підприємства					0	0	0	0	0	0	2 800	25 000	34 480	0	0	0
	- кредитних коштів					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- інших джерел					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.6	Будівництво ПС 400 кВ "Ужгород" із заходами ПЛ 400 кВ Мукачеве - Капушани, у т. ч. за рахунок: , у т. ч. за рахунок:	2027-2030	АТ 400/110 кВ – 2х250 МВА, ПЛ 400 кВ-2х2 км	1 245 600		0	0	0	0	0	0	0	0	25000	406867	406867	406866
	- власних коштів підприємства					0	0	0	0	0	0	0	0	25 000	0	0	0
	- кредитних коштів					0	0	0	0	0	0	0	0	0	406 867	406 867	406 866
	- інших джерел					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Розділ 3, Південно-Західна енергосистема																



Інвестиції в об'єкти системи передачі

№ з/п	Найменування об'єкта	Строки виконання, роки	Реконструкція ПС та введення нових АТ і ЛЕП, МВА/км	Кошторисна вартість проєктів* (орієнтовна) тис грн.	Базовий період	Прогнозований період, рік (тис грн.)										
						2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
	у тому числі за рахунок:			4 088 160	41194,47	62019,4	826419,22	147869	284800	308749	671800	390000	390000	390000	390000	0
	–власних коштів підприємства, у тому числі за рахунок:				41194,47	62019,4	826419,22	147869	3000	26949	0	0	0	0	0	0
	доходу, отриманого від розподілу пропускної спроможності міждержавних електричних мереж				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	–кредитні кошти				0	0	0	0	281800	281800	671800	390000	390000	390000	390000	0
	–інші джерела				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.1	Встановлення третього АТ 330/110/35 кВ на ПС 330 кВ "Чернівецька", у т. ч. за рахунок:	2015-2022	АТ 330/110 кВ - 200 МВА	157 412	40000	12991	34682,22	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- власних коштів підприємства				40000	12991	34682,22	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- кредитних коштів				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- інших джерел				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.2	Реконструкція ПС 750 кВ "Вінницька" з установкою АТ-2, у т. ч. за рахунок:	2020-2021	АТ 750/330 кВ - 1000 МВА	447 512	0	44816	781184	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- власних коштів підприємства				0	44816	781184	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- кредитних коштів				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- інших джерел				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.3	Будівництво ПЛ 330 кВ Луцьк північна - Тернопільська з реконструкцією ПС 330 кВ "Луцьк північна" та ПС 330 кВ "Тернопільська" на території Волинської, Рівненської та Тернопільської областей, у т. ч. за рахунок:	2015-2029	ПЛ 330 кВ -223 км	1 985 185	0	0	0	0	3000	26949	390000	390000	390000	390000	390000	0
	- власних коштів підприємства				0	0	0	0	3000	26949	0	0	0	0	0	0
	- кредитних коштів				0	0	0	0	0	0	390000	390000	390000	390000	390000	0
	- інших джерел				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.4	Нове будівництво ПЛ 330 кВ Дністровська ГАЕС – ПС 750 кВ «Вінницька», Вінницька та Чернівецька області, у т. ч. за рахунок:	2018-2022	ПЛ 330 кВ -150 км	629 651	1194,47	4212,4	6 553	127 869	0	0	0	0	0	0	0	0
	- власних коштів підприємства				1194,47	4212,4	6 553	127 869	0	0	0	0	0	0	0	0
	- кредитних коштів				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- інших джерел				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



Інвестиції в об'єкти системи передачі

№ з/п	Найменування об'єкта	Строки виконання, роки	Реконструкція ПС та введення нових АТ і ЛЕП, МВА/км	Кошторисна вартість проєктів* (орієнтовна) тис грн.	Базовий період	Прогнозований період, рік (тис грн.)										
						2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
3.5	Нове будівництво повітряної лінії 330 кВ Тернопільська – Чернівецька з реконструкцією ПС 330 кВ "Тернопільська" та ПС 330 кВ "Чернівецька", Тернопільська і Чернівецька області, у т. ч. за рахунок:	2016-2025	ПЛ 330 кВ -100 км	868 400	0	0	4000	20000	281800	281800	281800	0	0	0	0	0
	- власних коштів підприємства				0	0	4000	20000	0	0	0	0	0	0	0	0
	- кредитних коштів				0	0	0	0	281800	281800	281800	0	0	0	0	0
	- інших джерел				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Розділ 4, Південна енергосистема															
	у тому числі за рахунок:			24 934 040	213876	156784	491983	860000	3107236	2703000	3810540	2830000	1329778	650000	1250000	0
	–власних коштів підприємства, у тому числі за рахунок:				49433	82437	326613	850000	280870	3000	0	0	0	0	0	0
	доходу, отриманого від розподілу пропускної спроможності міждержавних електричних мереж				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	–кредитні кошти				164443	74347	165369	0	2826366	2700000	3810540	2830000	1329778	650000	1250000	0
	–інші джерела				0	0	0	10000	0	0	0	0	0	0	0	0
4.1	ПЛ 750 кВ Запорізька АЕС-Каховська з підстанцією 750 кВ "Каховська" та заходами ПЛ 330 кВ, у т.ч. за рахунок:	2011-2021	АТ 750/330 кВ - 2х(3х333) МВА; АТ 330 кВ - 250 МВА; ПЛ 750 кВ 186,11 км; 2ПЛ 330 кВ - 43,8 км	7 213 307	208300,37	80397	171050,87	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- власних коштів підприємства				43856,92	6050	5681,67	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- кредитних коштів				164 443,45	74347	165369,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- інших джерел				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.2	Будівництво ПЛ 330 кВ Новоодеська - Арциз із заміною АТ-2 на ПС 330 кВ "Арциз", у т. ч. за рахунок:	2016-2023	ПЛ-330 кВ - 104 км АТ 330 кВ 200 МВА	1 526 666	5077	600	9 700	650 000	80870	0	0	0	0	0	0	0
	- власних коштів підприємства				5077	600	9 700	650 000	80870	0	0	0	0	0	0	0
	- кредитних коштів				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- інших джерел				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



Інвестиції в об'єкти системи передачі

№ з/п	Найменування об'єкта	Строки виконання, роки	Реконструкція ПС та введення нових АТ і ЛЕП, МВА/км	Кошторисна вартість проєктів* (орієнтовна) тис грн.	Базовий період	Прогнозований період, рік (тис грн.)											
						2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
4.3	ПЛ 220 кВ Трихати-Доброславська з відгалуженням на ПС "Березань". Реконструкція відгалуження на ПС "Березань" довжиною 9,77 км з одноланцюгового в дволанцюгове виконання ПЛ, Миколаївська область, Березанський район, у т. ч. за рахунок:	2020-2021	ПЛ 220 кВ -9,77 км	175 000	0	75000	100000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- власних коштів підприємства				0	75000	100000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- кредитних коштів				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- інших джерел				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.4	Будівництво заходів ПЛ 330 кВ Криворізька ТЕС-Трихати на ПС 330 кВ "Миколаївська" з реконструкцією ПС 330 кВ "Миколаївська", Миколаївська область, у т.ч за рахунок:	2020-2022	ПЛ 330 кВ - 2x7 км	101 205	0	0	1 205	100 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- власних коштів підприємства				0	0	1 205	100 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- кредитних коштів				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- інших джерел				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.5	Реконструкція ПС 220 кВ "Центроліт" з переведенням на номінальну напругу 330 кВ та встановленням АТ, Одеська область, у т. ч. за рахунок:	2017-2027	АТ 330/220 кВ – 2x200 МВА ПЛ 330 кВ-2 км	1 390 742	499	0	0	0	0	0	3000	10540	700000	679778	0	0	0
	- власних коштів підприємства				499	0	0	0	0	0	3000	0	0	0	0	0	0
	- кредитних коштів				0	0	0	0	0	0	0	10540	700000	679778	0	0	0
	- інших джерел				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.6	Реконструкція ПС 330 кВ "Аджалик" із заміною двох автотрансформаторів, Одеська область, у т. ч. за рахунок:	2017-2023	АТ 330/110 кВ - 2x200 МВА	279 066	0	0	80 000	100 000	98866	0	0	0	0	0	0	0	0
	- власних коштів підприємства				0	0	80 000	100 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- кредитних коштів				0	0	0	0	98866	0	0	0	0	0	0	0	0
	- інших джерел				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



Інвестиції в об'єкти системи передачі

№ з/п	Найменування об'єкта	Строки виконання, роки	Реконструкція ПС та введення нових АТ і ЛЕП, МВА/км	Кошторисна вартість проєктів* (орієнтовна) тис грн.	Базовий період	Прогнозований період, рік (тис грн.)										
						2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
4.7	Будівництво ПС 750 кВ "Приморська" із заходами ПЛ 750-330 кВ, у т. ч. за рахунок:	2021-2026	АТ 750 кВ - 2х(3х333) МВА; ПЛ750 кВ-150 км, ПЛ 330 кВ-2х50,2х20,2х50 та 80 км	10 120 500	0	0	3 218	10 000	2727500	2350000	3350000	1680000	0	0	0	0
	- власних коштів підприємства				0	0	3 218	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- кредитних коштів				0	0	0	0	2727500	2350000	3350000	1680000	0	0	0	0
	- інших джерел				0	0	0	10 000	0	0	0	0	0	0	0	0
4.8	Будівництво ПЛ 750 кВ Приморська - Каховська, у т. ч. за рахунок:	2023-2029	ПЛ 750кВ - 275 км	4 000 000	0	786,77	0	0	200000	350000	450000	450000	650000	650000	1250000	0
	- власних коштів підприємства				0	786,77	0	0	200000	0	0	0	0	0	0	0
	- кредитних коштів				0	0	0	0	0	350000	450000	450000	650000	650000	1250000	0
	- інших джерел				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.9	Встановлення статичних компенсаторів на пристанційному вузлі СЕС (ПС 110 кВ "Сонячна-Кілія" та "Сонячна-Рені), у т. ч. за рахунок:	2020-2021	2х6,0 МВАр	57 554	0	0	56 954	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- власних коштів підприємства				0	0	56 954	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- кредитних коштів				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- інших джерел				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.10	Встановлення статичних компенсаторів на пристанційному вузлі СЕС (ПС 110 кВ "Сонячна -Кілія"), у т. ч. за рахунок:	2020-2021	2х8,00 МВАр	70 000	0	0	69 855	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- власних коштів підприємства				0	0	69 855	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- кредитних коштів			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- інших джерел				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Розділ 5, Дніпровська енергосистема																
	у тому числі за рахунок:			9 500 537	261674	754205	1989877	1840254	298610	190000	200000	207100	635000	877100	1027100	1222100
	- власних коштів підприємства, у тому числі за рахунок:				2431	4321	343926	1431963	288610	0	0	7100	0	0	0	0



Інвестиції в об'єкти системи передачі

№ з/п	Найменування об'єкта	Строки виконання, роки	Реконструкція ПС та введення нових АТ і ЛЕП, МВА/км	Кошторисна вартість проєктів* (орієнтовна) тис грн.	Базовий період	Прогнозований період, рік (тис грн.)											
						2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	доходу, отриманого від розподілу пропускної спроможності міждержавних електричних мереж					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	–кредитні кошти					259243	744250	1645951	408291	10000	190000	200000	200000	635000	877100	1027100	1222100
	–інші джерела					0	5634	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.1	Нове будівництво двокової ПЛ 330 кВ Курахівська ТЕС-Білицька, Донецька область, у т. ч. за рахунок:	2018-2022	ПЛ 330 кВ – 132 км	825 000		1967,54	1 022	5 779	816 231	0	0	0	0	0	0	0	0
	- власних коштів підприємства					1967,54	1 022	5 779	816 231	0	0	0	0	0	0	0	0
	- кредитних коштів					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- інших джерел					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.2	Реконструкція відкритих розподільчих пристроїв 750 кВ, 330 кВ, 110 кВ, 35 кВ на трансформаторній підстанції ПС 750 кВ "Дніпровська", у т.ч. за рахунок:	2019-2022	АТ 750/330 кВ - 1000 МВА	1 501 318		92750,4	203098	881868	348123	0	0	0	0	0	0	0	0
	- власних коштів підприємства					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- кредитних коштів					92750,4	203098	881868	348123	0	0	0	0	0	0	0	0
	- інших джерел					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.3	Реконструкція відкритих розподільчих пристроїв 750 кВ, 330 кВ, 110 кВ, 35 кВ на трансформаторній підстанції ПС 750 кВ "Запорізька", у т.ч. за рахунок:	2019-2022	АТ 750/330 кВ - 1000 МВА	1 553 063		166492,47	541152	764083	60168	0	0	0	0	0	0	0	0
	- власних коштів підприємства					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- кредитних коштів					166492,47	541152	764083	60168	0	0	0	0	0	0	0	0
	- інших джерел					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.4	Реконструкція ПЛ 330 кВ "Південна - Першотравнева №1, 2" з підвищенням пропускної здатності, у т. ч. за рахунок:	2020-2022	ПЛ 330 кВ 2x41 км	382 756		0	5634,02	50000	327122	0	0	0	0	0	0	0	0
	- власних коштів підприємства					0	0	50000	327122	0	0	0	0	0	0	0	0
	- кредитних коштів					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- інших джерел					0	5 634,02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



Інвестиції в об'єкти системи передачі

№ з/п	Найменування об'єкта	Строки виконання, роки	Реконструкція ПС та введення нових АТ і ЛЕП, МВА/км	Кошторисна вартість проєктів* (орієнтовна) тис грн.	Базовий період	Прогнозований період, рік (тис грн.)										
						2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
5.5	Будівництво ПЛ ВДГМК – Кременчук та другої ПЛ 330 кВ Дніпровська 750 - ВДГМК з реконструкцією ПС 330 кВ «ВДГМК», у т. ч. за рахунок:	2023-2026	ПЛ 330 кВ-136 км	600 000	0	0	0	0	10000	190000	200000	200000	0	0	0	0
	- власних коштів підприємства				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- кредитних коштів				0	0	0	0	10000	190000	350000	350000	0	0	0	0
	- інших джерел				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.6	Будівництво ПЛ 330 кВ Придніпровська ТЕС - Лівобережна з ПС 330 кВ "Лівобережна", у т. ч. за рахунок:	2026-2030	2 АТ 330/150кВ - по 250 МВА, ПЛ 330 кВ - 30 км	1 868 400	0	0	0	0	0	0	0	2100	160000	402100	552100	752100
	- власних коштів підприємства				0	0	0	0	0	0	0	2100	0	0	0	0
	- кредитних коштів				0	0	0	0	0	0	0	0	160000	402100	552100	752100
	- інших джерел				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.7	Будівництво ПС 330 кВ «Вузлова» із заходами ПЛ 330 кВ Придніпровська ТЕС - Першотравнева, у т. ч. за рахунок:	2026-2030	2 АТ 330/150кВ - по 250 МВА, ПЛ 330 кВ - 2х12км	1 900 000	0	0	0	0	0	0	0	5000	475000	475000	475000	470000
	- власних коштів підприємства				0	0	0	0	0	0	0	5000	0	0	0	0
	- кредитних коштів				0	0	0	0	0	0	0	0	475000	475000	475000	470000
	- інших джерел				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.8	Нове будівництво ПЛ 330 кВ Південнодонбаська-Азовська з влаштуванням ПЛ 330 кВ Зоря-Азовська, ПЛ 330 кВ Мирна-Азовська, та переведенням ПС 220 кВ «Азовська» на напругу 330 кВ Донецька обл., у т. ч. за рахунок:	2019-2023	АТ 330/110кВ - 200 МВА, ПЛ 330 кВ - 2х12км, 100 км	870 000	463,28	3299	288147	288610	288610	0	0	0	0	0	0	0
	- власних коштів підприємства				463,28	3299	288147	288610	288610	0	0	0	0	0	0	0
	- кредитних коштів				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- інших джерел				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Розділ 6 Північна енергосистема																
	у тому числі за рахунок:			4 614 961	84983	64048	86221	2013633	929659	0	0	0	0	0	0	0
	–власних коштів підприємства, у тому числі за рахунок:				84983	64048	86221	2013633	929659	0	0	0	0	0	0	0



Інвестиції в об'єкти системи передачі

№ з/п	Найменування об'єкта	Строки виконання, роки	Реконструкція ПС та введення нових АТ і ЛЕП, МВА/км	Кошторисна вартість проєктів* (орієнтовна) тис грн.	Базовий період	Прогнозований період, рік (тис грн.)											
						2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	доходу, отриманого від розподілу пропускної спроможності міждержавних електричних мереж					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	–кредитні кошти					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	–інші джерела					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.1	Будівництво ПС 330 кВ "Слобожанська" із заходами ПЛ 330 кВ, Харківська область, у т. ч. за рахунок:	2016-2023	АТ - 400 МВА ПЛ 330 кВ - 94,6 км	1 889 296		0	23 293	6 686	929 659	929 658,6	0	0	0	0	0	0	0
	- власних коштів підприємства					0	23 293	6 686	929 659	929 659	0	0	0	0	0	0	0
	- кредитних коштів					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- інших джерел					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.2	Будівництво ПС 500/220 кВ "Кремінська" з заходами ПЛ 500 кВ Донбаська - Донська та та ПЛ 220 кВ Кремінська-Ювілейна, Луганська область", у т. ч. за рахунок:	2016-2020	ПЛ 500 кВ - 0,5 км ПЛ 220 кВ - 80 км, АТ 500/220 кВ МВА	1 521 009	81744,5	15 175,60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- власних коштів підприємства				81744,5	15 175,60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- кредитних коштів				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- інших джерел				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.3	Реконструкція ПЛ 500 кВ Донська - Донбаська, Луганська, Донецька області Троїцький район, Сватівський район, у т. ч. за рахунок:	2018-2021	ПЛ 500 кВ - 60 км	63 973	850,11	24 568	26 225	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- власних коштів підприємства				850,11	24 568	26 225	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- кредитних коштів				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- інших джерел				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.4	Нове будівництво ПЛ 330 кВ Куп'янськ-Кремінська з перевлаштуванням ділянки ПЛ 500 кВ Донська-Донбаська, яка проходить Луганською та Донецькою областями. ВРП Куп'янськ та ВРП 330 кВ на ПС "Кремінська", Харківської, Луганської та Донецької областей, у т. ч. за рахунок:	2020-2022	ПЛ 330 кВ - 70 км	1 090 683	2388,64	1 011,36	3 309	1 083 974	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- власних коштів підприємства				2388,64	1 011,36	3 309	1 083 974	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- кредитних коштів				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



Інвестиції в об'єкти системи передачі

№ з/п	Найменування об'єкта	Строки виконання, роки	Реконструкція ПС та введення нових АТ і ЛЕП, МВА/км	Кошторисна вартість проєктів* (орієнтовна) тис грн.	Базовий період	Прогнозований період, рік (тис грн.)											
						2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	- інших джерел					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.5	Придбання ПЛ 330 кВ Північноукраїнська-Суми Північна, у т. ч. за рахунок:	2021-2022	ПЛ 330 кВ - 92 км	50 000		0	0	50000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- власних коштів підприємства					0	0	50000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- кредитних коштів					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- інших джерел					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Реконструкція, модернізація та автоматизація підстанцій II черга			3 500 000		0	0	0	0	0	0	400000	400000	600000	700000	700000	700000
8	Технічне переоснащення та реконструкція																
	у тому числі за рахунок:			21 761 949	652 171	2 544 023	4 555 688	8 017 479	4 873 440	690 545	0	0	0	0	0	0	0
	власні кошти підприємства			20 000	0	0	0	20 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	кредитні кошти			15 749 361	652 171	2 544 023	4 555 688	7 997 479	4 873 440	690 545	0	0	0	0	0	0	0
	інші джерела				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8.1	Програма підвищення надійності підстанцій, за підтримки ЄІБ			4 798 080	0	0	617 406	1 910 426	2 270 247	0	0	0	0	0	0	0	0
	Дніпровська ЕС																
8.1.1	Реконструкція ПС 330 кВ "Нікопольська" з впровадженням АСКТП та заміною АТ, у т.ч. за рахунок:	2021-2023	АТ-4(3 ф.), АТ-1(3 ф.)	702 072	0	0	268 262	399 409	34 401								
	- власних коштів підприємства				0	0	0	0	0								
	- кредитних коштів				0	0	268 261,71	399 409,00	34 401								
	- інших джерел				0	0	0	0	0								
8.1.2	Реконструкція ПС 330 кВ «Прометей» з впровадженням АСКТП та заміною АТ, у т. ч. за рахунок:	2022-2023		451 584	0	0	0	166 589	284 995								
	- власних коштів підприємства				0	0	0	0	0								
	- кредитних коштів				0	0	0	166 589,34	284 995								
	- інших джерел				0	0	0	0	0								
8.1.3	Реконструкція ПС 330 кВ "Південна" з впровадженням АСКТП (Дніпровська ЕС), у т. ч. за рахунок:	2022-2023		246 960	0	0	0	91 104	155 856								
	- власних коштів підприємства				0	0	0	0	0								



Інвестиції в об'єкти системи передачі

№ з/п	Найменування об'єкта	Строки виконання, роки	Реконструкція ПС та введення нових АТ і ЛЕП, МВА/км	Кошторисна вартість проектів* (орієнтовна) тис грн.	Базовий період	Прогнозований період, рік (тис грн.)											
						2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	- кредитних коштів					0	0	0	91 103,54	155 856							
	- інших джерел					0	0	0	0	0							
8.1.4	Реконструкція ПС 330 кВ "Першотравнева" з впровадженням АСКТП, у т. ч. за рахунок:	2022-2023		373 968		0	0	0	137 957	236 011							
	- власних коштів підприємства					0	0	0	0	0							
	- кредитних коштів					0	0	0	137 956,80	236 011							
	- інших джерел					0	0	0	0	0							
8.1.5	Реконструкція ПС 330 кВ "Кам'янська" з впровадженням АСКТП, у т. ч. за рахунок:	2022-2023		225 792		0	0	0	83 295	142 497							
	- власних коштів підприємства					0	0	0	0	0							
	- кредитних коштів					0	0	0	83 294,67	142 497							
	- інших джерел					0	0	0	0	0							
8.1.6	Реконструкція ПС 330 кВ "Дніпровська" з впровадженням АСКТП, у т. ч. за рахунок:	2022-2023		338 688		0	0	0	124 942	213 746							
	- власних коштів підприємства					0	0	0	0	0							
	- кредитних коштів					0	0	0	124 942,00	213 746							
	- інших джерел					0	0	0	0	0							
8.1.7	Реконструкція ПС 330 кВ "Павлоградська" з впровадженням АСКТП, у т. ч. за рахунок:	2022-2023		342 216		0	0	0	126 243	215 973							
	- власних коштів підприємства					0	0	0	0	0							
	- кредитних коштів					0	0	0	126 243,48	215 973							
	- інших джерел					0	0	0	0	0							
8.1.8	Реконструкція ПС 330 кВ «Гірнич» з впровадженням АСКТП, у т. ч. за рахунок:	2022-2023		405 720		0	0	0	149 670	256 050							
	- власних коштів підприємства					0	0	0	0	0							
	- кредитних коштів					0	0	0	149 670,11	256 050							
	- інших джерел					0	0	0	0	0							
8.1.9	Реконструкція ПС 330 кВ «Мелітопольська» з впровадженням АСКТП, у т. ч. за рахунок:	2021-2023	АТ-1 (3 ф)	546 840		0	0	208 948	201 729	136 163							
	- власних коштів підприємства					0	0	0	0	0							
	- кредитних коштів					0	0	208 947,56	201 729,28	136 163							



Інвестиції в об'єкти системи передачі

№ з/п	Найменування об'єкта	Строки виконання, роки	Реконструкція ПС та введення нових АТ і ЛЕП, МВА/км	Кошторисна вартість проєктів* (орієнтовна) тис грн.	Базовий період	Прогнозований період, рік (тис грн.)														
						2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030			
	- інших джерел					0	0	0	0	0										
8.1.10	Реконструкція ПС 330 кВ "Запорізька" з впровадженням АСКТП, у т. ч. за рахунок:	2021-2023		366 912		0	0	140 197	135 354	91 361										
	- власних коштів підприємства					0	0	0	0	0										
	- кредитних коштів					0	0	140 197,08	135 353,84	91 361										
	- інших джерел					0	0	0	0	0										
8.1.11	Реконструкція ПС 330 кВ «Кварцит» з впровадженням АСКТП, у т. ч. за рахунок:	2022-2023		299 880		0	0	0	110 626	189 254										
	- власних коштів підприємства					0	0	0	0	0										
	- кредитних коштів					0	0	0	110 625,73	189 254										
	- інших джерел					0	0	0	0	0										
8.1.12	Реконструкція ПС 750 кВ «Південнодонбаська» з впровадженням АСКТП та заміною АТ, РШ, у т. ч. за рахунок:	2022-2023	АТ ф.В, РШ ПЛ ЗАЕС ф В	497 448		0	0	0	183 509	313 939										
	- власних коштів підприємства					0	0	0	0	0										
	- кредитних коштів					0	0	0	183 508,57	313 939										
	- інших джерел					0	0	0	0	0										
8.2	Модернізація мережі передачі Укренерго, за підтримки ЄБРР			4 515 331		0	0	0	1 581 150	2 163 609	690 545	0	0	0	0	0	0			
	Західна ЕС																			
8.2.1	Реконструкція ПС 750 кВ "Західноукраїнська" з впровадженням АСКТП, у т. ч. за рахунок:	2022-2024	АТ-3 ф.С, АТ-2 ф.А, АТ-2 ф.В, ТПР-2 ф.А, ТПР-2 ф.В, ТПР-2 ф.С	708 062		0	0	0	100 000	424 837	183 225									
	- власних коштів підприємства					0	0	0	0	0	0									
	- кредитних коштів					0	0	0	100 000	424 837	183 225									
	- інших джерел					0	0	0	0	0	0									
8.2.2	Реконструкція ПС 330 кВ «Нововолинськ» з впровадження АСКТП та заміною трансформатора, у т. ч. за рахунок:	2022-2023	Т-1, Т-2	139 819		0	0	0	55 927	83 892										
	- власних коштів підприємства					0	0	0	0	0										



Інвестиції в об'єкти системи передачі

№ з/п	Найменування об'єкта	Строки виконання, роки	Реконструкція ПС та введення нових АТ і ЛЕП, МВА/км	Кошторисна вартість проектів* (орієнтовна) тис грн.	Базовий період	Прогнозований період, рік (тис грн.)											
						2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	- кредитних коштів					0	0	0	55 927	83 892							
	- інших джерел					0	0	0	0	0							
8.2.3	Реконструкція ПС 400 кВ «Мукачеве» з впровадженням АСКТП та заміною АТ, у т. ч. за рахунок:	2022-2023	АТ-3 ф А, АТ-3 ф В, АТ-3 ф С	448 526		0	0	0	179 411	269 115							
	- власних коштів підприємства					0	0	0	0	0							
	- кредитних коштів					0	0	0	179 411	269 115							
	- інших джерел					0	0	0	0	0							
8.2.4	Реконструкція ПС 330 кВ "Львів південна" з впровадженням АСКТП, у т. ч. за рахунок:	2022-2024	АТ-4 (3 ф.) АТ-1 (3 ф.) АТ-2 (3 ф.)	429 757		0	0	0	10 000	150 000	269 757						
	- власних коштів підприємства					0	0	0	10 000	0	0						
	- кредитних коштів					0	0	0	0	150 000	269 757						
	- інших джерел					0	0	0	0	0	0						
8.2.5	Реконструкція ПС 330 кВ «Яворів» з впровадженням АСКТП та заміною автотрансформаторів, у т. ч. за рахунок:	2022-2023	Т-2	149 932		0	0	0	59 973	89 959							
	- власних коштів підприємства					0	0	0	0	0							
	- кредитних коштів					0	0	0	59 973	89 959							
	- інших джерел					0	0	0	0	0							
8.2.6	Реконструкція ПС 330 кВ «Градів» з впровадженням АСКТП, у т. ч. за рахунок:	2022-2023		178 297		0	0	0	71 319	106 978							
	- власних коштів підприємства					0	0	0	0	0							
	- кредитних коштів					0	0	0	71 319	106 978							
	- інших джерел					0	0	0	0	0							
	Північна ЕС																
8.2.7	Реконструкція ПС 330 кВ «Куп'янськ» з впровадженням АСКТП, у т. ч. за рахунок:	2022-2023	1 АТ	274 259		0	0	0	50 000	224 259							
	- власних коштів підприємства					0	0	0	0	0							
	- кредитних коштів					0	0	0	50 000	224 259							
	- інших джерел					0	0	0	0	0							



Інвестиції в об'єкти системи передачі

№ з/п	Найменування об'єкта	Строки виконання, роки	Реконструкція ПС та введення нових АТ і ЛЕП, МВА/км	Кошторисна вартість проектів* (орієнтовна) тис грн.	Базовий період	Прогнозований період, рік (тис грн.)											
						2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
8.2.8	Реконструкція ПС 750 кВ "Донбаська" з впровадженням АСКТП та заміною АТ, ТПР, у т. ч. за рахунок:	2022-2023	АТ-2 ф.А, АТ-4 ф.А, АТ-4 ф.В, АТ-4 ф.С, 4ТПР ф.А, 4ТПР ф.В, 4ТПР ф.С, 25Т	1 181 278	0	0	0	708 767	472511								
	- власних коштів підприємства				0	0	0	0	0								
	- кредитних коштів				0	0	0	708 767	472511								
	- інших джерел				0	0	0	0	0								
8.2.9	Реконструкція ВРП 110 кВ ПС 330 кВ «Миргород» з впровадженням АСКТП, у т. ч. за рахунок:	2022-2023		200 045	0	0	0	40 000	80018								
	- власних коштів підприємства				0	0	0	0	0								
	- кредитних коштів				0	0	0	40 000	80 018								
	- інших джерел				0	0	0	0	0								
	Південна ЕС																
8.2.10	Реконструкція ПС 330 кВ «Трихати» з впровадженням АСКТП, у т. ч. за рахунок:	2022-2023		186 733	0	0	0	74 693	112 040								
	- власних коштів підприємства				0	0	0	0	0								
	- кредитних коштів				0	0	0	74 693	112040								
	- інших джерел				0	0	0	0	0								
8.2.11	Реконструкція ПС 330 кВ «Миколаївська» з впровадженням АСКТП та заміною АТ, у т. ч. за рахунок:	2022-2023	АТ-1(3 ф.)	271 060	0	0	0	221 060	50000								
	- власних коштів підприємства				0	0	0	0	0								
	- кредитних коштів				0	0	0	221 060	50000								
	- інших джерел				0	0	0	0	0								
	Центральна ЕС																
8.2.12	Реконструкція ПС 330 кВ "Лісова" з впровадженням АСКТП, у т. ч. за рахунок:	2022-2024	АТ-1 (3 ф.) АТ-2 (3 ф.)	347 563	0	0	0	10 000	100 000	237 563							
	- власних коштів підприємства				0	0	0	10 000	0	0							



Інвестиції в об'єкти системи передачі

№ з/п	Найменування об'єкта	Строки виконання, роки	Реконструкція ПС та введення нових АТ і ЛЕП, МВА/км	Кошторисна вартість проєктів* (орієнтовна) тис грн.	Базовий період	Прогнозований період, рік (тис грн.)											
						2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	- кредитних коштів					0	0	0	0	100 000	237563						
	- інших джерел					0	0	0	0	0	0						
8.3	Підвищення енергоефективності в електропередачі (реконструкція трансформаторних підстанцій) – II, за підтримки KfW			1 104 107		0	0	0	664 523	439 584	0	0	0	0	0	0	0
	Південно-Західна ЕС																
8.3.1	Реконструкція ПС 750 кВ "Вінницька" з впровадженням АСКТП, у т. ч. за рахунок:	2022-2023		120 516		0	0	0	72 309	48 207							
	- власних коштів підприємства					0	0	0	0	0							
	- кредитних коштів					0	0	0	72 309	48 207							
	- інших джерел					0	0	0	0	0							
8.3.2	Реконструкція ПС 330 кВ "Вінницька" з впровадженням АСКТП, у т. ч. за рахунок:	2022-2023		84 358		0	0	0	67 486	16872							
	- власних коштів підприємства					0	0	0	0	0							
	- кредитних коштів					0	0	0	67486	16872							
	- інших джерел					0	0	0	0	0							
8.3.3	Реконструкція ПС 330 кВ "Бар" з впровадженням АСКТП, у т. ч. за рахунок:	2022-2023		67 644		0	0	0	40 587	27057							
	- власних коштів підприємства					0	0	0	0	0							
	- кредитних коштів					0	0	0	40 587	27057							
	- інших джерел					0	0	0	0	0							
8.3.4	Реконструкція ПС 330 кВ "Козятин" з впровадженням АСКТП, у т. ч. за рахунок:	2022-2023		125 565		0	0	0	75 339	50226							
	- власних коштів підприємства					0	0	0	0	0							
	- кредитних коштів					0	0	0	75 339	50226							
	- інших джерел					0	0	0	0	0							
8.3.5	Реконструкція ПС 330 кВ "Тернопільська" з впровадженням АСКТП, у т. ч. за рахунок:	2022-2023		153 288		0	0	0	91 973	61315							
	- власних коштів підприємства					0	0	0	0	0							
	- кредитних коштів					0	0	0	91 973	61315							
	- інших джерел					0	0	0	0	0							



Інвестиції в об'єкти системи передачі

№ з/п	Найменування об'єкта	Строки виконання, роки	Реконструкція ПС та введення нових АТ і ЛЕП, МВА/км	Кошторисна вартість проєктів* (орієнтовна) тис грн.	Базовий період	Прогнозований період, рік (тис грн.)											
						2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
8.3.6	Реконструкція ПС 330 кВ "Кам'янець-Подільська" з впровадженням АСКТП, у т. ч. за рахунок:	2022-2023		137 984	0	0	0	82 790	55194								
	- власних коштів підприємства				0	0	0	0	0								
	- кредитних коштів				0	0	0	82 790	55194								
	- інших джерел				0	0	0	0	0								
8.3.7	Реконструкція ПС 330 кВ "Хмельницька" з впровадженням АСКТП, у т. ч. за рахунок:	2022-2023		95 224	0	0	0	42 322	52 902								
	- власних коштів підприємства				0	0	0	0	0								
	- кредитних коштів				0	0	0	42 322	52 902								
	- інших джерел				0	0	0	0	0								
8.3.8	Реконструкція ПС 330 кВ "Шепетівка" з впровадженням АСКТП, у т.ч. за рахунок:	2022-2023		163 292	0	0	0	97 975	65317								
	- власних коштів підприємства				0	0	0	0	0								
	- кредитних коштів				0	0	0	97 975	65317								
	- інших джерел				0	0	0	0	0								
8.3.9	Реконструкція ПС 330 кВ "Чернівецька" з впровадженням АСКТП, у т. ч. за рахунок:	2022-2023		156 236	0	0	0	93 742	62494								
	- власних коштів підприємства				0	0	0	0	0								
	- кредитних коштів				0	0	0	93 742	62494								
	- інших джерел				0	0	0	0	0								
8.4	Другий проєкт з передачі електроенергії, за підтримки МБРР			8 029 989	468 323	2 107 049	3 129 683	1 733 364	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Центральна ЕС																
8.4.1	Реконструкція ПС 330 кВ "Новокиївська",	2015-2021		1 925 722	0	800 935	912 984	211 803									
8.4.2	ПС 330 кВ "Нивки",																
8.4.3	ПС 330 кВ "Житомирська",																
8.4.4	ПС 330 кВ "Черкаська", з впровадженням АСКТП, у т. ч. за рахунок:																
	- власних коштів підприємства				0	0	0	0									
	- кредитних коштів				0	800 935	912 984	211 803									
	- інших джерел				0	0	0	0									



Інвестиції в об'єкти системи передачі

№ з/п	Найменування об'єкта	Строки виконання, роки	Реконструкція ПС та введення нових АТ і ЛЕП, МВА/км	Кошторисна вартість проєктів* (орієнтовна) тис грн.	Базовий період	Прогнозований період, рік (тис грн.)											
						2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
8.4.5	Реконструкція ПС 330 кВ "Славутич" з впровадженням АСКТП, у т. ч. за рахунок:	2020-2022		162 000	0	9 882	60 847	91 271									
	- власних коштів підприємства				0	0	0	0									
	- кредитних коштів				0	9 882	60 847	91271									
	- інших джерел				0	0	0	0									
8.4.6	Реконструкція ПС 330 кВ "Чернігівська" з впровадженням АСКТП, у т. ч. за рахунок:	2020-2022		223 560	0	13 637	83 969	125 954									
	- власних коштів підприємства				0	0	0	0									
	- кредитних коштів				0	13 637	83 969	125954									
	- інших джерел				0	0	0	0									
8.4.7	Реконструкція ПС 330 кВ "Ніжинська" з впровадженням АСКТП, у т. ч. за рахунок:	2020-2022		216 000	0	13 176	81 130	121 694									
	- власних коштів підприємства				0	0	0	0									
	- кредитних коштів				0	13 176	81 130	121694									
	- інших джерел				0	0	0	0									
8.4.8	Реконструкція ПС 330 кВ "Білоцерківська" з впровадженням АСКТП, у т. ч. за рахунок:	2020-2022		248 400	0	15 152	93 299	139 949									
	- власних коштів підприємства				0	0	0	0									
	- кредитних коштів				0	15 152	93 299	139949									
	- інших джерел				0	0	0	0									
8.4.9	Реконструкція ПС 330 кВ "Поляна" з впровадженням АСКТП, у т. ч. за рахунок:	2020-2022		216 000	0	13 176	81 130	121 694									
	- власних коштів підприємства				0	0	0	0									
	- кредитних коштів				0	13 176	81 130	121694									
	- інших джерел				0	0	0	0									
	Західна ЕС																
8.4.10	Реконструкція ПС 220 кВ «Калуш» з впровадженням АСКТП, у т. ч. за рахунок:	2020-2023		379 943	0	66 829	161 702	151 412									
	- власних коштів підприємства				0	0	0	0									
	- кредитних коштів				0	66 829	161 702	151412									
	- інших джерел				0	0	0	0									



Інвестиції в об'єкти системи передачі

№ з/п	Найменування об'єкта	Строки виконання, роки	Реконструкція ПС та введення нових АТ і ЛЕП, МВА/км	Кошторисна вартість проектів* (орієнтовна) тис грн.	Базовий період	Прогнозований період, рік (тис грн.)														
						2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030			
8.4.11	Реконструкція ПС 330 кВ "Богородчани" з впровадженням АСКТП, у т. ч. за рахунок:	2020-2022		295 379	0	49 593	133 424	112 362												
	- власних коштів підприємства					0	0	0	0											
	- кредитних коштів					0	49 593	133 424	112 362											
	- інших джерел					0	0	0												
8.4.12	Реконструкція ПС 220 кВ «Борислав» з впровадженням АСКТП, у т. ч. за рахунок:	2020-2022		250 094	0	41 734	113 804	94 556												
	- власних коштів підприємства					0	0	0	0											
	- кредитних коштів					0	41 734	113 804	94 556											
	- інших джерел					0	0	0	0											
8.4.13	Реконструкція ПС 330 кВ "Рівне" з впровадженням АСКТП, у т. ч. за рахунок:	2020-2022		631 038	0	110 460	270 312	250 266												
	- власних коштів підприємства					0	0	0	0											
	- кредитних коштів					0	110 460	270 312	250 266											
	- інших джерел					0	0	0	0											
8.4.14	Реконструкція ПС 330 кВ "Івано-Франківськ" з впровадженням АСКТП, у т. ч. за рахунок:	2020-2022		429 618	0	73 333	190 137	166 148												
	- власних коштів підприємства					0	0	0	0											
	- кредитних коштів					0	73 333	190 137	166 148											
	- інших джерел					0	0	0	0											
8.4.15	Реконструкція ПС 330 кВ "Ковель" з впровадженням АСКТП, у т. ч. за рахунок:	2020-2022		425 123	0	64 552	214 316	146 255												
	- власних коштів підприємства					0	0	0	0											
	- кредитних коштів					0	64 552	214 316	146 255											
	- інших джерел					0	0	0	0											
	Північна ЕС																			
8.4.16 8.4.17	Реконструкція ПС 330 кВ "Суми", ПС 330 кВ "Кременчук", з впровадженням АСКТП, у т. ч. за рахунок:	2015-2021		1 391 111	400 467	416 773	105 901	0												
	- власних коштів підприємства					0	0	0	0											
	- кредитних коштів					400 467	416 773	105 901	0											



Інвестиції в об'єкти системи передачі

№ з/п	Найменування об'єкта	Строки виконання, роки	Реконструкція ПС та введення нових АТ і ЛЕП, МВА/км	Кошторисна вартість проєктів* (орієнтовна) тис грн.	Базовий період	Прогнозований період, рік (тис грн.)											
						2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	- інших джерел					0	0	0	0								
8.4.18	Реконструкція ПС 750 кВ "Північноукраїнська" з впровадження АСКТП у т. ч. за рахунок:	2019-2021		126 000		6 917	42 593	63 890	0								
	- власних коштів підприємства					0	0	0	0								
	- кредитних коштів					6 917	42 593	63 890	0								
	- інших джерел					0	0	0	0								
8.4.19	Реконструкція ПС 330 кВ «Конотоп» з впровадженням АСКТП, у т. ч. за рахунок:	2019-2021		252 000		13 835	85 186	127 779	0								
	- власних коштів підприємства					0	0	0	0								
	- кредитних коштів					13 835	85 186	127 779	0								
	- інших джерел					0	0	0	0								
8.4.20	Реконструкція ВРП 110 кВ ПС 330 кВ "Полтава" з впровадженням АСКТП, у т. ч. за рахунок:	2019-2021		312 000		17 129	105 468	158 203	0								
	- власних коштів підприємства					0	0	0	0								
	- кредитних коштів					17 129	105 468	158 203	0								
	- інших джерел					0	0	0	0								
8.4.21	Реконструкція ПС 330 кВ "Лосеве" з впровадженням АСКТП, у т. ч. за рахунок:	2019-2021		546 000		29 975	184 570	276 855	0								
	- власних коштів підприємства					0	0	0	0								
	- кредитних коштів					29 975	184 570	276 855	0								
	- інших джерел					0	0	0	0								
8.5	Підвищення ефективності передачі електроенергії, за підтримки KfW			1 267 114		31 844	240 846	300 000	938 200	0	0	0	0	0	0	0	0
	Дніпровська ЕС																
8.5.1	Реконструкція ВРП 35, 150 та 330 кВ ПС 330 кВ "Дніпро-Донбас", у т. ч. за рахунок:	2016-2022		689 912		18 515	103 841	150 000	416 000								
	- власних коштів підприємства					0	0	0	0								
	- кредитних коштів					18 515	103 841	150 000	416 000								
	- інших джерел					0	0	0	0								
8.5.2	Реконструкція ВРП - 150, 330 кВ ПС 330 кВ "Криворізька", у т. ч. за рахунок:	2016-2022		577 202		13 329	137 005	150 000	522 200								



Інвестиції в об'єкти системи передачі

№ з/п	Найменування об'єкта	Строки виконання, роки	Реконструкція ПС та введення нових АТ і ЛЕП, МВА/км	Кошторисна вартість проєктів* (орієнтовна) тис грн.	Базовий період	Прогнозований період, рік (тис грн.)											
						2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	- власних коштів підприємства					0	0	0	0								
	- кредитних коштів					13329	137005	150000	522200								
	- інших джерел					0	0	0	0								
8.6	Реконструкція підстанцій в східній частині України, за підтримки KfW Північна ЕС			2 047 328		152 004	196 128	508 598	1 189 816	0	0	0	0	0	0	0	0
8.6.1	Реконструкція ВРП 330 кВ, 110 кВ, 35 кВ на ПС 330 кВ "Харківська", у т. ч. за рахунок:	2017-2022		770 263		65 428	87 774	178 279	438 000								
	- власних коштів підприємства					0	0	0	0								
	- кредитних коштів					65 428	87 774	178 279	438 000								
	- інших джерел					0	0	0	0								
8.6.2	Реконструкція ЗРУ 6 кВ, ВРП 35-110 кВ ПС 330 кВ "Залютине", у т. ч. за рахунок:	2017-2022		1 277 065		86 576	108 354	330 319	751 816								
	- власних коштів підприємства					0	0	0	0								
	- кредитних коштів					86 576	108 354	330 319	751 816								
	- інших джерел					0	0	0	0								
9	Розбудова ВОЛЗ			2 065 399		133 694	106 000	289 201	834 489	702 016							
	у тому числі за рахунок:																
	- власних коштів підприємства					119 395	106 000	77 361	183 551	51 078							
	- кредитних коштів					14 299	0	211 840	650 938	650 938							
	- інших джерел					0	0	0	0	0							
9.1	Реконструкція зв'язку з прокладкою ВОЛЗ на ПЛ 330 кВ і в землі з установкою станційного обладнання на ділянках ПС 330 кВ Північна-ТЕЦ-6-ПС 330 кВ Броварська-ТЕЦ-5-ПС 330 кВ Новокиївська-ЦЕС (вул.Симона Петлюри,27)	2019-2023		132 708		1 630	0	10 000	70 000	51 078							
	- власних коштів підприємства					1 630	0	10 000	70 000	51 078							
	- кредитних коштів					0	0	0	0	0							
	- інших джерел					0	0	0	0	0							



Інвестиції в об'єкти системи передачі

№ з/п	Найменування об'єкта	Строки виконання, роки	Реконструкція ПС та введення нових АТ і ЛЕП, МВА/км	Кошторисна вартість проєктів* (орієнтовна) тис грн.	Базовий період	Прогнозований період, рік (тис грн.)											
						2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
9.2	Реконструкція ПЛ 330 кВ із заміною блискавкозахисного тросу на оптичний кабель в грозозахисному тросі (ОКГТ) з установкою станційного обладнання ВОЛЗ, Київська, Вінницька, Кіровоградська, Черкаська, Полтавська, Дніпропетровська, Запорізька, Херсонська, Миколаївська, Одеська області	2020-2023		1 528 014	14 299	0	211 840,00	650 938,00	650 938,00								
	- власних коштів підприємства				0	0	0	0	0								
	- кредитних коштів				14 299	0	211 840	650 938	650 938								
	- інших джерел				0	0	0	0	0								
9.3	Будівництво ВОЛЗ на ділянці Кременчук-Полтава-Зміївська ТЕС, у т. ч. за рахунок:	2014-2022		149 516	53 122	0	400	95 994	0								
	- власних коштів підприємства				53 122	0	400	95 994	0								
	- кредитних коштів				0	0	0	0	0								
	- інших джерел				0	0	0	0	0								
9.4	Реконструкція зв'язку з прокладкою ВОЛЗ по ПЛ на ділянках ПС 330 кВ "Львів південна" - ПС 220 кВ "Розділ" - ПС 220 кВ "Стрий" - ПС 220 кВ "Борислав" - ПС 220 кВ "Воловець" - ПС 400 кВ "Мукачеве" - Державний кордон України, у т. ч. за рахунок:	2016-2021		204 252,42	47 291,15	100 000	56 961	0	0								
	- власних коштів підприємства				47 291,15	100 000	56 961	0	0								
	дохід, отриманий від розподілу пропускної спроможності міждержавних електричних мереж				47 291,15	100 000	56 961	0	0								
	- кредитних коштів				0	0	0	0	0								
	- інших джерел				0	0	0	0	0								
9.5	Реконструкція ПЛ 330 кВ Козятин - Вінницька 750 із заміною блискавкозахисного тросу на блискавкозахисний трос із волоконно-оптичним кабелем (ОКГТ) та установкою станційного обладнання ВОЛЗ, у т. ч. за рахунок:	2017-2022		50 909	17 351,96	6 000	10 000	17 557	0								



Інвестиції в об'єкти системи передачі

№ з/п	Найменування об'єкта	Строки виконання, роки	Реконструкція ПС та введення нових АТ і ЛЕП, МВА/км	Кошторисна вартість проєктів* (орієнтовна) тис грн.	Базовий період	Прогнозований період, рік (тис грн.)										
						2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
	- власних коштів підприємства					17 351,96	6 000	10 000	17 557	0						
	- кредитних коштів					0	0	0	0	0						
	- інших джерел					0	0	0	0	0						
10	Впровадження спеціальної протиаварійної автоматики відділення ОЕС України від енергосистеми ENTSO-E (System Protection Scheme або SPS)	2022-2024		28 000		0	0	0	3 000	10 000	15 000	0	0	0	0	0
	у тому числі за рахунок:															
	- власних коштів підприємства					0	0	0	3 000	10 000	15 000	0	0	0	0	0
	- кредитних коштів					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- інших джерел					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Програми підвищення надійності роботи обладнання підстанцій	2021-2025		572 426		0	0	128 007	116 523	108 451	113 899	105 545	0	0	0	0
	у тому числі за рахунок:															
	- власних коштів підприємства					0	0	95 295	80 427	74 611	113 899	105 545	0	0	0	0
	- кредитних коштів					0	0	32 712	36 096	33 84	0	0	0	0	0	0
	- інших джерел					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Фінансові надходження, отримані ОСП як дохід, від розподілу пропускної спроможності міждержавних електричних мереж та плата за приєднання, можливо спрогнозувати лише на коротстрокову перспективу, оскільки вони не залежать від ОСП. При цьому, згідно вимог Закону України «Про ринок електричної енергії» та КСП, розробка ОСП Плану розвитку здійснюється щорічно, дані будуть коригуватися щороку при розробці нового Плану розвитку.



Інвестиції в об'єкти системи передачі

Поряд із необхідністю розбудови та модернізації системи передачі, в необхідних об'ємах, що зазначені в даному розділі, зокрема в таблиці 5.4.1., в НЕК «Укренерго» існують договірні зобов'язання щодо розбудови системи передачі для приєднання об'єктів замовників.

Фінансування розбудови системи передачі необхідної для приєднання об'єктів замовників здійснюється за рахунок плати за приєднання, що надається відповідними замовниками.

Формування плати за приєднання до мереж ОСП визначається згідно Методики (порядку) формування плати за приєднання до системи передачі та системи розподілу (постанова НКРЕКП від 18.12.2018 № 1965 – далі Методика).

Відповідно пункту 4.1, Методики, плата за нестандартне приєднання до електричних мереж ОСП визначається згідно з кошторисом, який є невід'ємною частиною відповідної ПКД, розробленої з урахуванням вимог КСП.

При цьому, надходження до ОСП коштів від замовників, за відповідними заключеними договорами про приєднання до електричних мереж, на перспективу спрогнозувати не можливо, оскільки такі надходження залежать виключно від бізнес стратегії кожного замовника з приєднання.

Відповідно до пункту 1.7. Методики плата за приєднання може бути одним із джерел фінансування, передбачених інвестиційною програмою оператора системи передачі або оператора системи розподілу, заходів з розвитку електричних мереж.

За прогнозами ОСП, профіцит коштів, що надійшли від замовників як плата за приєднання на кінець 2020 року складе 8 млн грн грн. Згідно пункту 1.7. Методики, ОСП заплановано в 2020 році направити дані кошти на початок проектування об'єкту «Реконструкція ПЛ 330 кВ Південна-Першотравнева №1 та Південна-Першотравнева №2 з відгалуженням на ПС 330 кВ «Криворізька», Дніпропетровська область. Необхідність реалізації даного заходу відзначено в пункті 5.3.1.69 розділу 5.3.1 «Основні об'єкти системи передачі, будівництво або реконструкція яких є доцільними протягом наступних 10 років» даного Плану розвитку. Також даний об'єкти відображено в даному розділі в таблиці 5.4.1 «Інвестиції в об'єкти системи передачі» пункті 5.4 з обсягами необхідного фінансування.

А також відповідно до виданих ТУ на приєднання систем відновлювальної енергетики заплановано здійснити реконструкцію ПЛ 330 кВ Криворізька ТЕС – Каховська, щодо збільшення пропускної здатності даної ЛЕП. Станом на 01.01.2020 в таблиці 5.4.2 наведено об'єкти замовників, з основними характеристиками, що заплановано приєднати до системи передачі.



Інвестиції в об'єкти системи передачі

Таблиця 5.4.2 Об'єкти замовників, з основними характеристиками, що заплановано приєднати до системи передачі (станом на 01.01.2020)

№ п/п	Замовник	Тип генерації/споживача	Потужність, МВт	Місце розташування	Термін введення об'єкта замовника в експлуатацію (по чергам)	Перенесення терміну в зв'язку з відсутністю прєктної документації та виконання проектної документації попередньо	Термін дії договору	Основні обсягибудівництва/реконструкції в електричних мережах НЕК "Укренерго"	Плата за приєднання з ПДВ, грн	Плануємі фактичні витрати на кінець 2020 року, грн з пдв
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ТОВ "Віндкрафт Каланчак" (Каланчацька ВЕС)	ВЕС	300	Херсонська область, Каланчацький район, Чаплинський район	31.12.2022	–	30.06.2023	Будівництво заходу від ЛЕП 330 кВ "Каховська 330 - Джанкой" та заходу від ЛЕП 330 кВ Каховська 750 - Острівська на ПС 330/150/35 кВ «Аквілон», реконструкція ПС 330 кВ Каховська та ПС 750 кВ Каховська	12 000 000,00	Не заплановано
2	ТОВ "Віндкрафт Каланчак" (Чаплинська ВЕС)	ВЕС	300	Херсонська область, Каланчацький район, Чаплинський район	31.12.2021	–	31.12.2022	Реконструкція ПС 330 кВ «Аквілон» для приєднання Чаплинської ВЕС	визначається ПКД	Не заплановано
3	ТОВ "Віндкрафт Каланчак" (Мирненська ВЕС)	ВЕС	163	Херсонська область, Каланчацький район, Чаплинський район	31.12.2019	01.06.2020	01.02.2020	Реконструкція ПС 330 кВ "Каховська"(відновлення РП-220 кВ для заведення лінії 220 кВ на ПС 220 кВ Титан). Відновлення лінії 220 на ПС Титан. Будівництво заходів на ПС Каїрка (ПЛ 220 кВ - 2,0 км, АС-400)	12 000 000,00	Не заплановано
4	ТОВ "ВОСХОД СОЛАР" (СЕС)	СЕС	60	територія Березанської с/р, Березанського району Миколаївської області	31.12.2017	-	31.12.2018	реконструкція ПС 220кВ Березань (з встановленням по одній лінійній комірці на РП-35кВ та на РП-10кВ)	15559065 5,63	Не заплановано
5	ТОВ "ЮроКейп Юкрейн І"	ВЕС	500	Приазовський та Мелітопольський райони Запорізької області	I черга – 98 МВт 31.06.2020 II черга – 500 МВт 31.05.2020	–	31.12.2021	Реконструкція ПС 330 кВ Мелітопольська (встановлення однієї лінійної комірці на РП-330 кВ) та реконструкція ПЛ 330 Молочанська - Мелітопольська.	визначається ПКД (орієнтовно 160 391 626)	Орієнтовно 160 391 626 (вартість буде визначено по факту виконання робіт з приєднання, які є перехідні на майбутні роки)
6	ТОВ "Сивашенергопром"	ВЕС	250	На території Чаплинського району, Херсонської області	I черга 62,4 МВт - 01.12.2019, II черга 187,6 МВт- 30.06.2020	01.06.2020	31.12.2020	Будівництво заходів на ПС 330 кВ Сиваш (ПЛ 330 кВ - 1,487 км, АС-400/51, 7 анкерних опор, ПЛ 220 кВ - 0,833 км, АС-300/39, 2 анкерні опори)	визначається ПКД (орієнтовно 24 875 809)	Орієнтовно 24 875 809 (вартість буде визначено по факту виконання робіт з приєднання, які є перехідні на майбутні роки)
7	ТОВ "Санлайт НК"	СЕС	10.02	м. Нова Каховка Херсонської області	31.12.2020	01.06.2020	31.12.2020	Реконструкція РП 35 кВ ПС 330 кВ "Каховська" (встановлення однієї лінійної комірці в РП-35 кВ)	визначається ПКД	Не заплановано



Інвестиції в об'єкти системи передачі

№ п/п	Замовник	Тип генерації/споживача	Потужність, МВт	Місце розташування	Термін введення об'єкта замовника в експлуатацію (по чергам)	Перенесення терміну в зв'язку з відсутністю претної документації та виконання проектної документації попередньо	Термін дії договору	Основні обсягибудівництва/реконструкції в електричних мережах НЕК "Укренерго"	Плата за приєднання з ПДВ, грн	Плануємі фактичні витрати на кінець 2020 року, грн з пдв
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
8	ТОВ "Атлас Воловець Енерджи"	ВЕС	120	За межами населеного пункту на території Воловецької селищної ради Воловецький район, Закарпатської області	31.12.2021	01.06.2020	31.12.2022	Реконструкція РП 110 кВ ПС 220 кВ «Воловець» (встановлення однієї лінійної комірки 110 кВ)	17578930.00	Не заплановано
9	ТОВ "Азовпроменерго"	ВЕС	300	На території Якимівського району, Запорізької області	31.12.2020	–	01.02.2023	Реконструкція ПС 330 кВ Молочанська та, для введення 4-ої черги, реконструкція ПЛ Дніпро-Донбас - Молочанська	визначається ПҚД	Не заплановано
10	ТзОВ "Терновиця Солар"	СЕС	25	с. Терновиця Яворівського р-ну Львівської обл.	31.07.2020	31.12.2019	31.12.2020	Реконструкція РП 110 кВ ПС 330 кВ "Яворів" (встановлення однієї лінійної комірки 110 кВ)	16 563 461	15 779 220.4
11	ТзОВ "Терновиця Солар+"	СЕС	25	с. Терновиця Яворівського р-ну Львівської обл.	31.07.2020		31.12.2020		визначається ПҚД	Не заплановано
12	ТзОВ "Вінд Павер Джі Ес Ай"	ВЕС	25	с. Залужжя Яворівського р-ну Львівської обл.	31.01.2021		31.12.2021		визначається ПҚД	Не заплановано
13	ТзОВ "Вінд Павер Джі Ес Ай+"	ВЕС	25	с. Терновиця Яворівського р-ну Львівської обл.	31.01.2021		31.12.2021		визначається ПҚД	Не заплановано
14	ТзОВ "Вінд Павер Джі Ес Ай 2"	ВЕС	50	На території Яворівського р-ну Львівської обл.	31.12.2022	–	30.06.2023	Реконструкція ВРП 110 кВ ПС 330 кВ "Львів Західна" (встановлення однієї лінійної комірки 110 кВ) спільно з ТОВ "Яворів Енерго 2"	визначається ПҚД	Не заплановано
15	ТзОВ "Яворів Енерго 2"	ВЕС	50	На території Яворівського р-ну Львівської обл.	31.12.2021	–	30.06.2023	Реконструкція ВРП 110 кВ ПС 330 кВ "Львів Західна" (встановлення однієї лінійної комірки 110 кВ) спільно з ТОВ "Вінд Павер Джі Ес Ай 2"	визначається ПҚД	Не заплановано
16	ТзОВ "Яворів Енерго"	ВЕС	100	На території Яворівського і Городецького районів Львівської області	I 40 МВт - 2021, II 100 МВт - 31.12.2022	–	30.06.2023	Реконструкція ВРП 110 кВ ПС 330 кВ "Львів Західна" (встановлення однієї лінійної комірки 110 кВ)	визначається ПҚД	Не заплановано
17	ТзОВ "Яворів Енерго 4"	СЕС	25	На території Яворівського р-ну Львівської обл.	31.12.2020	–	30.06.2022	Реконструкція ВРП 350 кВ ПС 330 кВ "Львів Західна" (встановлення на I секції РП-35 кВ однієї лінійної комірки 35 кВ)	визначається ПҚД	Не заплановано



Інвестиції в об'єкти системи передачі

№ п/п	Замовник	Тип генерації/споживача	Потужність, МВт	Місце розташування	Термін введення об'єкта замовника в експлуатацію (по чергам)	Перенесення терміну в зв'язку з відсутністю прєктної документації та виконання проектної документації попередньо	Термін дії договору	Основні обсягибудівництва/реконструкції в електричних мережах НЕК "Укренерго"	Плата за приєднання з ПДВ, грн	Плануємі фактичні витрати на кінець 2020 року, грн з пдв
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
18	ТзОВ "Яворів Енерго 3"	СЕС	25	на терит. Яворівського р-ну Львівської обл.	I черга 8,5 МВт - 2020, II черга 25 МВт - 31.12.2021	–	30.06.2022	Реконструкція ВРП 35 кВ ПС 330 кВ "Львів Західна" (встановлення на I секції РП-35 кВ однієї лінійної комірки 35 кВ)	визначається ПҚД	Не заплановано
19	ТОВ "ПІВІ Прогресіва-Альфа"	СЕС	21	с. Прогресівка на території Ташинської сільради, Березанського району, Миколаївської області	31.12.2020	–	31.12.2021	Реконструкція РП 330 кВ ПС 330 кВ "Трихати" та РП 330 кВ ПС 330 кВ "Аджалик" (заміна РЗА в існуючих комірках по одній на кожній ПС). Будівництво заходів на ПС 330 кВ «Прогресівка» (ПЛ 330 кВ - 1,7866 км, АС-300/39, 3 анкерні опори)	визначається ПҚД	Не заплановано
20	ТОВ "ПІВІ Прогресіва-Бета"	СЕС	59	с. Прогресівка на території Ташинської сільради, Березанського району, Миколаївської області	31.12.2020		31.12.2021			
21	ТОВ "ПІВІ Прогресіва-Гамма"	СЕС	48	с. Прогресівка на території Ташинської сільради, Березанського району, Миколаївської області	31.12.2020		31.12.2021			
22	ТОВ "Еко Енерджи Карпати"	СЕС	30	Територія Ключарівської сільської ради Мукачівського району Закарпатської області	31.12.2019	планується розірвати в зв'язку з ненаданням інформації про розроблення проектної документації	31.12.2020	Реконструкція ВРП 110 кВ ПС 400 кВ «Мукачеве» з приведенням до схеми 110-7 «Дві робочі та обхідна системи шин» (існуючі комірки та встановлення однієї комірки для СЕС)	визначається ПҚД	Не заплановано
23	ТОВ "ЕНЕРДЖІК СГРУП-УКРАЇНА"	СЕС	40.2	Хмельницька область, Деражнянський район	31.12.2020	–	01.06.2021	Реконструкція ВРП 110 кВ ПС 330 кВ "Бар" (встановлення однієї лінійної комірки 110 кВ)	визначається ПҚД	Не заплановано
24	ТОВ "Південно-Українська ВЕС"	ВЕС	300	На території Куцурубської ОТГ, Очаківського району, Миколаївської області	31.06.2022	–	31.07.2022	1. Реконструкція ВРП 330 кВ ПС 330 кВ «Трихати» з приведенням до схеми 330-11 «Полуторна» (існуючі приєднання та організація приєднання ПЛ 330 кВ Трихати – ЦПС ВЕС) 2. Будівництво двоколових ПЛ 330 кВ: Південна – Криворізька; Південна – Першотравнева; та Криворізька – Першотравнев. 3. Заміна АТ1 на ПС 220 кВ «Центроліт» на автотрансформатор більшої потужності	визначається ПҚД	Не заплановано



Інвестиції в об'єкти системи передачі

№ п/п	Замовник	Тип генерації/споживача	Потужність, МВт	Місце розташування	Термін введення об'єкта замовника в експлуатацію (по чергам)	Перенесення терміну в зв'язку з відсутністю прєктної документації та виконання проектної документації попередньо	Термін дії договору	Основні обсягибудівництва/реконструкції в електричних мережах НЕК "Укренерго"	Плата за приєднання з ПДВ, грн	Плануємі фактичні витрати на кінець 2020 року, грн з пдв
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
25	ТОВ "ДТЕК Тилігульська ВЕС"	ВЕС	500	На території Березанського району, Миколаївської області	I 250 МВт - 31.12.2020, II 500 МВт - 2021	–	30.06.2022	Реконструкція РП 330 кВ ПС 330 кВ "Трихати" та РП 330 кВ ПС 330 кВ "Аджалик"(заміна РЗА в існуючих комірках по одній на кожній ПС). Будівництво заходів на ПС 330 кВ «Тилігул»	визначається ПҚД	Не заплановано
26	ТОВ "ДТЕК Тилігульська ВЕС-2"	ВЕС	65	На території Березанського району, Миколаївської області	15.12.2021	–	30.06.2022	Реконструкція ВРП 110 кВ ПС 330 кВ "Прогресівка" (встановлення третього АТ, ввідної комірки для 3-АТ та двох лінійних комірок 110 кВ) та визначення необхідності заміни 1-АТ на ПС 220 «Центроліт»	визначається ПҚД	Не заплановано
27	ТОВ "ОВІДІОПОЛЬ ЕНЕРДЖІ"	ВЕС	60	Одеська область, Овідіопольський район, на території Йосипівської, Мар'янівської, Новодолинської та Петродолинської сільських рад (за межами населених пунктів)	I 60 МВт - 31.12.2020, II 120 МВт - 2022	–	30.06.2023	Реконструкція ВРП 110 кВ ПС 330 кВ "Новоодеська" (облаштування лінійної комірки на резервному приєднанні 110 кВ)	визначається ПҚД	Не заплановано
28	ТОВ "С.ЕНЕРДЖІ-КІРОВОГРАД"	СЕС	100	Біля ПС 330/150 кВ «Кварцит» (с.Червоне Озеро, Долинського району Кіровоградської області), земельна ділянка біля селища Молодіжного	30.04.2021	–	01.06.2021	Реконструкція ВРП 110 кВ ПС 330 кВ "Кварцит" (встановлення 2-х лінійних комірок 110 кВ)	визначається ПҚД	Не заплановано
29	ТОВ "ПРОМІНЬ ЕНЕРГО"	СЕС	4.986	На території Доброславської селищної ради Лиманського району Одеської області	31.12.2020	–	30.06.2021	Реконструкція РП 10 кВ ПС 220 кВ "Доброславська" (встановлення однієї лінійної комірки 10 кВ)	визначається ПҚД	Не заплановано
30	ТОВ "ТРИХАТИ-ЕЛІОС"	СЕС	20.05	Трихатська с/рада, Миколаївський район Миколаївської області	31.12.2020	–	30.06.2021	Реконструкція ВРП 150 кВ ПС 330 кВ «Трихати» (встановлення нової лінійної комірки 150 кВ) з урахуванням обсягів реконструкції електричних мереж, що виконується для приєднання Півд.-Укр.ВЕС	визначається ПҚД	Не заплановано



Інвестиції в об'єкти системи передачі

№ п/п	Замовник	Тип генерації/споживача	Потужність, МВт	Місце розташування	Термін введення об'єкта замовника в експлуатацію (по чергам)	Перенесення терміну в зв'язку з відсутністю прєктної документації та виконання прєктної документації попередньо	Термін дії договору	Основні обсягибудівництва/реконструкції в електричних мережах НЕК "Укренерго"	Плата за приєднання з ПДВ, грн	Плануємі фактичні витрати на кінець 2020 року, грн з пдв
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
31	ТОВ "ФЕС Василівка"	СЕС	20.05	Трихатська с/рада, Миколаївський район Миколаївської області	31.12.2020	–	30.06.2021	Реконструкція ВРП 150 кВ ПС 330 кВ «Трихати» (встановлення нової лінійної коміррки 150 кВ) з урахуванням обсягів реконструкції електричних мереж, що виконується для приєднання Півд.-Укр.ВЕС		Не заплановано
32	ТОВ "ФЕС КРАСНЕ"	СЕС	20.05	Трихатська с/рада, Миколаївський район Миколаївської області	31.12.2020	–	30.06.2021	Реконструкція ВРП 150 кВ ПС 330 кВ «Трихати» (встановлення нової лінійної коміррки 150 кВ) з урахуванням обсягів реконструкції електричних мереж, що виконується для приєднання Півд.-Укр.ВЕС		Не заплановано
33	ТОВ "Азовінвестпром"	ВЕС	42.5	На території Володимирівської та Радивонівської сільських рад Якимівського району Запорізької області.	31.12.2020	01.06.2020	30.06.2021	Реконструкція ПС 330 кВ «Мелітопільська» (технічне переоснащення РЗА в одній існуючій лінійній коміррки РП-150 кВ)	визначається ПКД (орієнтовно 11 087 364)	Не заплановано
34	ТОВ "Приморська вітроелектростанція" (Приморська ВЕС)	ВЕС	100	Територія Приморської міської ради Приморського району Запорізької області	01.12.2020	–	31.12.2020	Реконструкція ПС 330 кВ Мелітопільська (заміна основних та резервних захистів в двох існуючих лінійних комірках РП-150 кВ, зв'язок, протиаварійна автоматика розвантаження)	визначається ПКД	Не заплановано
35	ТОВ "Приморська вітроелектростанція-2" (Приморська ВЕС-2)	ВЕС	100	На території Ботієвської сільської ради Приазовського району Запорізької області	31.12.2019	01.06.2020	31.12.2020	Реконструкція ПС 330 кВ Мелітопільська (заміна основних та резервних захистів в двох існуючих лінійних комірках РП-150 кВ, зв'язок, протиаварійна автоматика розвантаження)	визначається ПКД	Не заплановано
36	ПП "НАЦПРОД"	СЕС	19.5	На території Малобілозерської сільської ради, Василівського району Запорізької області	31.12.2019	31.12.2020	02.10.2021	На етапі проектування визначається обсяги реконструкції РП 150 ПС 330 кВ «Дніпро-Донбас»	визначається ПКД	Не заплановано
37	ТОВ "Орлівська вітроелектростанція"	ВЕС	100	На території Приазовського району Запорізької області, між сіл Райнівка та Строганівка	31.12.2022	01.06.2020	31.12.2023	Реконструкція ПС 330 «Мелітопільська», «Молочанська», ПЛ 330 кВ Мелітополь-Молочанська (необхідність та обсяги виконання реконструкції визначається проектуванням)	визначається ПКД	Не заплановано



Інвестиції в об'єкти системи передачі

№ п/п	Замовник	Тип генерації/споживача	Потужність, МВт	Місце розташування	Термін введення об'єкта замовника в експлуатацію (по чергам)	Перенесення терміну в зв'язку з відсутністю прєктної документації та виконання проектної документації попередньо	Термін дії договору	Основні обсягибудівництва/реконструкції в електричних мережах НЕК "Укренерго"	Плата за приєднання з ПДВ, грн	Плануємі фактичні витрати на кінець 2020 року, грн з пдв
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
38	ТОВ "Санлайт Дженерейшин" ТОВ "Енержі Спейс"	СЕС	9,9+9,9	На території Терновицької с/р, Яворівського району Львівської обл.	I черга 5+5 МВт - 2019 II черга 9,9+9,9 МВт - 01.12.2020	-	31.12.2020	Реконструкція ПС 330 кВ «Яворів» (встановлення однієї лінійної комірки на РП-35кВ)	752 116	562 217.95
39	ТОВ "Солар Фарм 3" (Покровська СЕС)	СЕС	240	Дніпропетровська область, Нікопольський район, за межами населених пунктів на території Покровської сільської ради	31.12.2019	-	01.06.2020	Реконструкція ПС 330 кВ «Нікопольська» (2 шафи резерв. захисту 150 кВ, 2 пристрої основного захисту, 2 ВЧ-передавачі), ПС 330 кВ «Південна» (2 шафи - приймачі зв'язку, 1 шафа - роздільний фільтр)	визначається ПКД (орієнтовно 10 432 453)	Не заплановано
40	ТОВ "Южне Енерджи"	ВЕС	76.5	Одеська обл., Лиманський район, Любопільська сільська рада та Сичавська сільська рада (за межами населеного пункту)	31.12.2020	-	31.12.2021	Реконструкція ВРП 110 кВ ПС 330 кВ «Аджалик» (реконструкція комірок №13 та №14)	визначається ПКД	Не заплановано
41	ТОВ "Овідіополь Енержі"	ВЕС	120	Одеська область, Овідіопольський район, на території Йосипівської, Мар'янівської, Новодолинської та Петродолинської сільських	I 60 МВт - 31.12.2020, II 120 МВт - 2021	-	30.06.2022	Реконструкція ВРП 110 кВ ПС 330 кВ "Новоодеська" (облаштування лінійної комірки на резервному приєднанні 110 кВ)	визначається ПКД	Не заплановано
42	ТОВ "Солар Фарм-1"	СЕС	200	На території Нікопольського району, Дніпропетровської області.	31.12.2018	-	01.02.2020	Реконструкція РП 150 кВ ПС 330 кВ «Нікопольська» (встановлення 2 х лінійних комірок 150 кВ)	24 966 075.09	Орієнтовно 4 993 415.01 (вартість буде визначено по факту виконання робіт з приєднання, які є перехідні на 2020 рік)
43	ПП "Подільськ енерго" (Кам'янець - Подільська СЕС)	СЕС	60	Хмельницька обл., Кам'янець-Подільський район, за межами населених пунктів на території Панівецької с/р)	31.12.2018	-	30.06.2019 (введено в експлуатацію)	Реконструкція ПС 330 кВ «Кам'янець-Подільська» (з встановленням однієї лінійної комірки на РП 110 кВ)	14 815 511.00	11 163 902.52



Інвестиції в об'єкти системи передачі

№ п/п	Замовник	Тип генерації/споживача	Потужність, МВт	Місце розташування	Термін введення об'єкта замовника в експлуатацію (по чергам)	Перенесення терміну в зв'язку з відсутністю прєктної документації та виконання проектної документації попередньо	Термін дії договору	Основні обсягибудівництва/реконструкції в електричних мережах НЕК "Укренерго"	Плата за приєднання з ПДВ, грн	Плануємі фактичні витрати на кінець 2020 року, грн з пдв
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
44	ТОВ "Енергопарк Яворів" (СЕС "Яворів-1")	СЕС	63	На території Терновицької сільської ради (за межами населених пунктів) Яворівського району Львівської області.	I черга 2018 II черга 2019	-	31.12.2019 (введено в експлуатацію)	Реконструкція РП 110 кВ ПС 330 кВ «Яворів» (підключення до резервної комірки 110 кВ)	8 163 286.72	7 013 625.12
45	ТОВ "Санвін 18" (СЕС)	СЕС	30	Полтавська область, Миргородський район, на тер. Біликівської с/р	01.03.2021	-	01.06.2021	Заміна на ПС 330 кВ "Миргород" Т-1 110/35/10 25 МВА на 40 МВА; реконструкція ВРП 35 кВ з встановленням КРПЗ 35 кВ та влаштуванням додаткової лінійної комірки 35 кВ на 2 с 35 кВ	визначається ПҚД	Не заплановано
46	ТОВ "Южне Енерджи" (ВЕС)	ВЕС	76,5	"Одеська обл., Лиманський р-н, Любопільська сільська рада та Сичавська сільська рада (за межами населеного пункту)"	31.12.2020	-	31.12.2021	Реконструкція ВРП 110 кВ ПС 330 кВ Аджалик (реконст. комірок №13 та №14)	визначається ПҚД	Не заплановано
47	ТОВ "РАСОЛАР"	СЕС	19,8	За межами населеного пункту с. Баговиця, Кам'янець-Подільського р-ну, Хмельницької обл.	31.12.2020	-	01.06.2021	Побудувати ЛЕП-110 кВ по схемі «захід-вихід» від ПЛ-110 кВ «Кам'янець-Подільська 330 –ВНС-III» до пристанційного вузла 110 кВ.	визначається ПҚД	Не заплановано
48	ТОВ "Енергосолар Поділля"	СЕС	7,8	За межами населеного пункту с. Баговиця, Кам'янець-Подільського р-ну, Хмельницької обл.	31.12.2020	-	01.06.2021	Побудувати ЛЕП-110 кВ по схемі «захід-вихід» від ПЛ-110 кВ «Кам'янець-Подільська 330 –ВНС-III» до пристанційного вузла 110 кВ.	визначається ПҚД	Не заплановано
49	ТОВ "ЕНЕРГОЕК О ПОДІЛЛЯ"	СЕС	19,6	За межами населеного пункту с. Баговиця, Кам'янець-Подільського р-ну, Хмельницької обл.	31.12.2020	-	01.06.2021	Побудувати ЛЕП-110 кВ по схемі «захід-вихід» від ПЛ-110 кВ «Кам'янець-Подільська 330 –ВНС-III» до пристанційного вузла 110 кВ.	визначається ПҚД	Не заплановано



Інвестиції в об'єкти системи передачі

№ п/п	Замовник	Тип генерації/споживача	Потужність, МВт	Місце розташування	Термін введення об'єкта замовника в експлуатацію (по чергам)	Перенесення терміну в зв'язку з відсутністю прєктної документації та виконання проектної документації попередньо	Термін дії договору	Основні обсягибудівництва/реконструкції в електричних мережах НЕК "Укренерго"	Плата за приєднання з ПДВ, грн	Плануємі фактичні витрати на кінець 2020 року, грн з пдв
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
50	ТОВ "Дніпро-Бузька ВЕС"	ВЕС	110	Херс.обл., Білозерський р-н, на території Олександрівської сільської ради	20.10.2019	-	31.10.2019	Реконструкція ПС 330Херсонська (необхідність виконання реконструкція проектуванням не підтверджена)	визначається ПКД	Не заплановано
51	ТОВ "Токмак Солар Енерджи"	СЕС	50	м.Токмак, Токмацький р-н, Запорізька обл.	I етап - 2018р. 1кв.-4995 кВх2, 3 кв.-4671 кВ, 6237 кВ, 4023 кВ. II етап - 2018р. 3 кв.-6993 кВ, 4 кв.-5994 кВх2, 6098 кВ. (за ДУ №6)	-	31.12.2019	Реконструкція ПС Молочанська (технічне переоснащення РЗА в 1 існуючій лінійній комірці РП-150кВ, звязок)	визначається ПКД	Не заплановано
52	ТОВ "Дрогобич Енерджи"	ВЕС	50	Дрогобицький р-н, поблизу с. Опака	31.12.2018	-	30.06.2019	Реконструкція РП 35 кВ та 220 кВ ПС 220 кВ "Борислав"	визначається ПКД	Не заплановано
53	ТОВ "ЕК "Смарт Енерджи"	СЕС	400	Тер. Садівської с/р Голопристанського р-ну, Херсонської обл.	31.12.2022	-	03.07.2023	Реконструкція ВРП 330 кВ ПС 750 кВ «Каховська». У разі підтвердження розрахунками запроєктувати та виконати з використанням трас існуючих ПЛ 330 кВ «Південна – Першотравнева №1 з відгалуженням на ПС Криворізька» та ПЛ 330 кВ «Південна – Першотравнева №2 з відгалуженням на ПС Криворізька» будівництво нових ПЛ-330 кВ: «Південна – Першотравнева», «Першотравнева – Криворізька» та «Криворізька – Південна»; будівництво нової ПЛ 330 кВ ВДГМК - Кременчук з виконанням	визначається ПКД	Не заплановано



Інвестиції в об'єкти системи передачі

№ п/п	Замовник	Тип генерації/споживача	Потужність, МВт	Місце розташування	Термін введення об'єкта замовника в експлуатацію (по чергам)	Перенесення терміну в зв'язку з відсутністю проектно-технічної документації та виконання проектно-технічної документації попередньо	Термін дії договору	Основні обсяги будівництва/реконструкції в електричних мережах НЕК "Укренерго"	Плата за приєднання з ПДВ, грн	Плануємі фактичні витрати на кінець 2020 року, грн з пдв
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
								відповідної реконструкції ПС 330 кВ «ВДГМК» та ПС 330 кВ «Кременчук»; реконструкція існуючої ПЛ 330 кВ Каховська – Криворізька ТЕС; реконструкцію існуючої ПЛ 330 кВ Запорізька 750 – Дніпровська.		
54	ТОВ "Енергетичні системи Дніпра"	СЕС	8	Дніпропетровська обл., Криничанський р-он, тер. Биківської с/р	31.12.2020	-	30.06.2021	Перевірка параметрів обладнання та ошинування приєднань 35 кВ Л-351 та Л-352 на ПС 330 кВ "ВДГМК". 1.2.1. На ПС 330 кВ «ВДГМК» виконати заміну існуючих та встановлення нових мікропроцесорних захистів в приєднаннях 35 кВ Л-351 та Л-352.	визначається ПКД	Не заплановано
55	ТОВ "Солар Фарм-5" (Васильківська СЕС)	СЕС	115	Дніпропетровська обл., Васильківський р-он, за межами населених пунктів Васильківської с/р	31.12.2020	-	30.06.2021	На ПС "Павлоградська-330" заміна РЗ "Л-ЗТО-1" та "Л-ЗТО-2"	визначається ПКД	Не заплановано
56	ТОВ "Солар Фарм-4" ("Павлоградська СЕС")	СЕС	105	Дніпропетровська обл., Павлоградський р-он, тер. Троїцької с/р	31.12.2020	-	30.06.2021	На ПС "Павлоградська-330" заміна РЗ "Л-82 А"	визначається ПКД	Не заплановано
57	ТЗОВ "ВІНД ПАВЕР ДЖІ ЕС АЙ ВОЛИНЬ" (ВЕС)	ВЕС	100	Волинська область, на тер. Іваничівського та Володимир-Волинського р-нів	30.06.2022	-	31.03.2023	Реконструкція ВРП 110 кВ ПС 330 кВ "Нововолинськ" з орган. будівництва нової лінії. Комірки	визначається ПКД	Не заплановано
58	ТЗОВ "ВІНД ПАВЕР ДЖІ ЕС АЙ ВОЛИНЬ 3" (ВЕС№1)	ВЕС	25	Волинська область, на тер. Іваничівського р-ну	31.08.2020	-	31.03.2023	Реконструкція ВРП 110 кВ ПС 330 кВ "Нововолинськ" з орган. будівництва нової лінії. Комірки	визначається ПКД	Не заплановано



Інвестиції в об'єкти системи передачі

№ п/п	Замовник	Тип генерації/споживача	Потужність, МВт	Місце розташування	Термін введення об'єкта замовника в експлуатацію (по чергам)	Перенесення терміну в зв'язку з відсутністю прєктної документації та виконання проєктної документації попередньо	Термін дії договору	Основні обсягибудівництва/реконструкції в електричних мережах НЕК "Укренерго"	Плата за приєднання з ПДВ, грн	Плануємі фактичні витрати на кінець 2020 року, грн з пдв
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
59	ТзОВ "ВІНД ПАВЕР ДЖІ ЕС АЙ ВОЛИНЬ 3" (ВЕСN02)	ВЕС	25	Волинська область, на тер. Іваничівського р-ну	31.12.2021	–	31.03.2023	Реконструкція ВРП 110 кВ ПС 330 кВ "Нововолинськ" з орган. будівництва нової лін. Комірки	визначається ПҚД	Не заплановано
60	ТОВ "Солар Фарм-6" (СЕС)	СЕС	70	Миколаївська область, Березанський район, на тер. Щасливської с/р	03.12.2021	–	30.06.2022	Реонструкція: - в частині ПЛ 330 кВ Південна – Першотравнева; - в частині ПС 330 кВ «Тилігул», ПС 220 кВ «Центроліт» та ін. підстанційні об'єкти НЕК; - в частині ПЛ 330 кВ Аджалик – Трихати; - в частині ПЛ 330 кВ Дніпровська 750 – Кременчук	визначається ПҚД	Не заплановано
61	ТОВ "Єврофокс"	СЕС	21,076	Миколаївська область, Миколаївський район, в адм. межах Ольшанської с/р	30.09.2022	–	28.02.2023	Повна реконструкція РП 35 кВ Пс 330 кВ "Трихати". Заміна 1 АТ на ПС "Центроліт". При підтв. розрахунками будівництво двоколової ПЛ 330 кВ Півд.-Криворізька, Південна-Першотравнева, Криворізька-Першотравнева. При підтв. розрахунками будівн. нової ПЛ 330 кВ ВДГМК-Кременчук.	визначається ПҚД	Не заплановано
62	ТОВ "Піфагор-17"	СЕС	450	територія Новозбур'ївської сільської ради Голопристанського району, Херсонської області	31.12.2022 - 1 черга 31.12.2023 - 2 черга	–	01.07.2019	Реконструкція ВРП 330 кВ ПС 330 кВ «Херсонська» з організацією будівництва необхідної кількості нових комірок за схемою 330-10. В разі визначення розрах. : Будівництво нових ПЛ-330 кВ: «Південна – Першотравнева», «Першотравнева – Криворізька» та «Криворізька – Південна». Існуючі одноколові ділянки виконати двоколовими; Виконати будівництво нової ПЛ 330 кВ ВДГМК -	визначається ПҚД	Не заплановано



Інвестиції в об'єкти системи передачі

№ п/п	Замовник	Тип генерації/споживача	Потужність, МВт	Місце розташування	Термін введення об'єкта замовника в експлуатацію (по чергам)	Перенесення терміну в зв'язку з відсутністю прєктної документації та виконання проектної документації попередньо	Термін дії договору	Основні обсягибудівництва/реконструкції в електричних мережах НЕК "Укренерго"	Плата за приєднання з ПДВ, грн	Плануємі фактичні витрати на кінець 2020 року, грн з пдв
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
								Кременчук. реконструкцію існуючої ПЛ 330 кВ Каховська – Криворізька ТЕС.		
63	ТОВ "Гарбис"	ВЕС	22,4	Одеська обл., Балтський район, м. Балта	31.12.2020	–	30.06.2021	Реконструкція ВРП 110 кВ ПС 330 кВ «Подільська» з організацією будівництва нової лінійної комірки	визначається ПҚД	Не заплановано
64	ТОВ "СОЛАР СТАЙЛ"	сес	90,8	Гречаноподільська с/р, Широкивський район, Дніпропетровської обл.	31.12.2022	–	30.06.2023	Реконструкція ВРП 150 кВ ПС 330 кВ «Південна» з організацією будівництва нової лінійної комірки. Будівництво нових ПЛ-330 кВ: «Південна – Першотравнева», «Першотравнева – Криворізька» та «Криворізька – Південна». Будівництво нової ПЛ 330 кВ ВДГМК - Кременчук з виконанням відповідної реконструкції ПС 330 кВ «ВДГМК» та ПС 330 кВ «Кременчук».	визначається ПҚД	Не заплановано
65	ТОВ "Санвін 3"	СЕС	50	На тер. Долинської с/р Арцизького району, Одеської обл.	31.12.2020 - 1 черга 31.12.2021- 2 черга	–	28.02.2022	Реконструкція РП 110 кВ ПС 330 кВ «Арциз» з встан. дод. лінійної комірки 110 кВ.	визначається ПҚД	Не заплановано
66	ТОВ "Волинь Вест Вінд-2"	ВЕС	56,8	На тер. Затурцівської с/р, Локачинського району Волинської обл.	31.12.2021	–	30.06.2022	Реконструкція ВРП 110 кВ ПС 220 кВ «Луцьк південна» з організацією будівництва нової лінійної комірки. Запроектувати та виконати реконструкцію існуючої ПЛ 330 кВ ХАЕС – Шепетівка зі збільшенням пропускної здатності або запроектувати та виконати будівництво другого кола ПЛ 330 кВ ХАЕС - Шепетівка.	визначається ПҚД	Не заплановано



Інвестиції в об'єкти системи передачі

№ п/п	Замовник	Тип генерації/споживача	Потужність, МВт	Місце розташування	Термін введення об'єкта замовника в експлуатацію (по чергам)	Перенесення терміну в зв'язку з відсутністю прєктної документації та виконання прєктної документації попередньо	Термін дії договору	Основні обсягибудівництва/реконструкції в електричних мережах НЕК "Укренерго"	Плата за приєднання з ПДВ, грн	Плануємі фактичні витрати на кінець 2020 року, грн з пдв
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
67	ТОВ "Дельта енерджі Україна"	СЕС	145	Омельницька с/р Кременчуцького р-ну Полтавської обл.	31.03.2021	–	31.12.2022	Облаштувати на резервному місці в КРПЕ-150 кВ ПС 330 кВ «Кременчук» нову комірку. В разі пітв. розрахунками виконати реконструкцію із збільшення пропускної здатності ПЛ 330 кВ Полтава-Кременчук та ПЛ 330 кВ Кременчук-Миргород	визначається ПКД	Не заплановано
68	ТОВ "Ібер Солар"	СЕС	170	Омельницька с/р Кременчуцького р-ну Полтавської обл.	31.03.2021	–	31.12.2022	Облаштувати на резервному місці в КРПЕ-150 кВ ПС 330 кВ «Кременчук» нову комірку. В разі пітв. розрахунками виконати реконструкцію із збільшення пропускної здатності ПЛ 330 кВ Полтава-Кременчук та ПЛ 330 кВ Кременчук-Миргород	визначається ПКД	Не заплановано
69	ТОВ "Зофія III"	ВЕС	450	Якимівський район Запорізької обл.	31.12.2022	–	30.06.2023	Реконструкція ВРП 330 кВ ПС 330 кВ «Молочанська» з організацією будівництва необхідної кількості нових приєднань та зі зміною схеми ВРП 330 кВ з 330-10. Реконструкція ВРП 330 кВ ПС 330 кВ «Дніпро-Донбас» з організацією будівництва необхідної кількості нових комірок за схемою «Дві робочі та обхідна система шин». Будівництво нової двокової ПЛ 330 кВ Курахівська ТЕС - Білицька з виконанням відповідної реконструкції ПС 330 кВ «Білицька».	визначається ПКД	Не заплановано
70	ТОВ "Лиманська ВЕС"	ВЕС	121,9	На тер. Візирської, Любопільської с/р Лиманського р-ну Одеської обл.	31.12.2021	–	31.12.2022	Визначення проектом необхідних обсягів реконструкції прилеглої мережі 330 кВ. Визначення проектом необхідних обсягів реконструкції ПС 330 кВ «Аджалик».	визначається ПКД	Не заплановано



Інвестиції в об'єкти системи передачі

№ п/п	Замовник	Тип генерації/споживача	Потужність, МВт	Місце розташування	Термін введення об'єкта замовника в експлуатацію (по чергам)	Перенесення терміну в зв'язку з відсутністю прєктної документації та виконання прєктної документації попередньо	Термін дії договору	Основні обсягибудівництва/реконструкції в електричних мережах НЕК "Укренерго"	Плата за приєднання з ПДВ, грн	Плануємі фактичні витрати на кінець 2020 року, грн з пдв
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	РФ "Південна залізниця" ПАТ "Українська залізниця" (тягова ПС 150/27,5/10 кВ "Кременчук тяга")	тягова ПС	20.3	м. Кременчук, ст. Кременчук, між 7 колією вантажного двору та 38-ю колією Сортувального парку	I етап - 9,1 МВт в 2016 р., II етап - 20,3 МВт 2017-2020 рр. (за проектом ДУ2 введення 20,3 МВт одним етапом 2021 році)	-	31.12.2020 (за проектом ДУ2 30.06.2022)	Буде визначено комплектацію комірок для приєднання нової ПЛ 150 кВ «Кременчук-Кременчук тяг. №2» та перезаведення існуючої ПЛ 150 кВ «Кременчук-Кременчук тяг. №1» до новоспорудженого КРПЕ 150 кВ на ПС 330 кВ «Кременчук», що буде реалізовуватись за проектом «ТЕО Компонент 1 «Реабілітація трансформаторних підстанцій Другого проекту передачі електроенергії (ППЕ-2)»	визначається ПКД	Не заплановано
2	РФ "Одеська залізниця" ПАТ "Українська залізниця" тягова ПС 150/27,5/10 кВ "Новополтавка"	тягова ПС	19.33	Миколаївська область, Новобузький район, територія Шевченківської сільради, Новоуполтавської ОТГ	31.12.2020	-	31.12.2021	Реконструкція ВРП 150 кВ ПС 330 кВ "Миколаївська" (з переходом до схеми 150-7 та встановленням 2-х додаткових лінійних комірок 150 кВ)	визначається ПКД	Не заплановано
3	ПрАТ «Підприємство з експлуатації електричних мереж "ЦЕК" (ПС 150 кВ "Пролісок")	тягова ПС	87.529	м. Дніпро, вул. Уральська, 17п.	2017	31.12.2020	31.12.2019	Реконструкція ВРП 150 кВ ПС 330 кВ "Дніпровська" (встановлення 2-х додаткових лінійних комірок 150 кВ та обладнати їх у відповідності до схеми 150-8)	визначається ПКД	Не заплановано
4	РФ "Одеська залізниця" ПАТ "Українська залізниця" (тягова ПС 150/27,5/10 кВ "Ясна Зоря")	тягова ПС	19	Миколаївська область, Миколаївський р-н	31.12.2021	-	31.12.2022	Реконструкція ВРП 150 кВ ПС 330 кВ "Трихати" (встановлення 2-х додаткових лінійних комірок 150 кВ за схемою 150-7)	визначається ПКД	Не заплановано
5	РФ "Львівська залізниця" ПАТ "Українська залізниця" (тягова ПС 110/27,5/10 кВ "Ковель")	тягова ПС	40	м. Ковель, Волинська область	31.12.2018	31.12.2021	31.12.2021	Реконструкція ВРП 110 кВ ПС 330 кВ "Ковель" (влаштування однієї лінійної комірки 110 кВ)	визначається ПКД	Не заплановано



Інвестиції в об'єкти системи передачі

№ п/п	Замовник	Тип генерації/споживача	Потужність, МВт	Місце розташування	Термін введення об'єкта замовника в експлуатацію (по чергам)	Перенесення терміну в зв'язку з відсутністю проектно-технічної документації та виконання проектно-технічної документації попередньо	Термін дії договору	Основні обсягибудівництва/реконструкції в електричних мережах НЕК "Укренерго"	Плата за приєднання з ПДВ, грн	Плануємі фактичні витрати на кінець 2020 року, грн з пдв
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
6	ДП "Південна залізниця" (ПС 110/27,5/10 кВ "Тягова Карлівка")	тягова ПС	15.2	м. Карлівка, Полтавська обл.	2017	31.12.2020	31.12.2020	Реконструкція пристроїв РЗА ПС 330 кВ "Полтава" (приєднання тягової підстанції передбачається однією кабельною лінією з ПС 110/35/10 «Карлівка» і другою від тягової ПС 110/27,5 «Полтава»)	визначається ПҚД	Не заплановано
7	ПрАТ "Полтавський ГЗК"	Гірничозбагачувальний комбінат	збільшення на 27 МВт до 327 МВт	Полтавська обл., м. Горішні плавні, вул.Будівельників,16	2018	31.12.2020	31.12.2020	Перевірка пропускної здатності лінійного обладнання комірок ГПП-1 №1 та ГПП-1 №2 на ПС 330 «Кременчук», а також реконстр. пристроїв РЗА ПС 330 кВ "Кременчук" (приєднання передбачається відпайками від ПЛ 150 кВ "ГПП-1 - Кременчук №1,2" в мережу облэнерго)	визначається ПҚД	Не заплановано
8	ПАТ «Львівське автотранспортне підприємство-14630»	Житловий будинок	3.061	м. Львів, вул. Городницька, 47	2018	01.06.2020	31.12.2020	Реконструкція/технічне переоснащення обладнання існуючих резервних комірок 6 кВ (комірки 22 та 77) на ПС 220 кВ «Львів-2» з врахуванням їх фактичного технічного стану (ПрАТ Львівобленерго будує ліній 6 кВ від свого РП до РП 6 кВ ПС 220 кВ «Львів-2»)	визначається ПҚД	Не заплановано
9	ТзОВ "ДЖАМБО МАРКЕТ"	торговий центр	2.37	м. Львів, вул. Чорновола В., 16А	31.12.2019	–	31.12.2020	Реконструкція ПС 220 «Львів 2» (встановлення двох лінійних комірок в РП-6 кВ)	2 168 754.09	1 888 086
10	ТОВ "ВК-Інвестбуд"	житловий комплекс з об'єктами соціального призначення	5.01	м. Київ, вул. Гречка Маршала, 10-б	01.12.2024	–	31.12.2024	Реконструкція ПС 330 «Нивки» (визначення 2 лінійних комірок в РП-10кВ та необхідний обсяг реконструкції силового обладнання, РЗА та ін. на ПС 330 «Нивки»)	визначається ПҚД	Не заплановано
11	ПСП "Україна" Завод з виробництва сільськогосподарських культур"	Завод	19.204	На території Почуйківської с/р, Попільнянського району, Житомирської обл.	I черга-10,654 МВт до 31.12.2016 II черга-19,204 МВт до 31.12.2025	–	31.12.2025	Для II черги: Реконструкція ПС 330 кВ «Козятин» з влаштуванням комірки для ПЛ 110 «Козятин - Козятин-тяга №2» (II черга Приєднання можливе за умови встановлення другого автотрансформатора на ПС 330/110 кВ «Козятин», встановлення третього автотрансформатора на ПС 330/110 кВ «Новокиївська» та спорудження нової ПЛ-	визначається ПҚД	Не заплановано



Інвестиції в об'єкти системи передачі

№ п/п	Замовник	Тип генерації/споживача	Потужність, МВт	Місце розташування	Термін введення об'єкта замовника в експлуатацію (по чергам)	Перенесення терміну в зв'язку з відсутністю проектної документації та виконання проектної документації попередньо	Термін дії договору	Основні обсягибудівництва/реконструкції в електричних мережах НЕК "Укренерго"	Плата за приєднання з ПДВ, грн	Плануємі фактичні витрати на кінець 2020 року, грн з пдв
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
								110 кВ «Козятин - Козятин-тяга №2»)		
1 2	ТОВ "Єриствський ГЗК"	Гірничо-збагач. комб.-т	15	Полтавська обл., м. Горішні плавні, промисловий район	30.12.2016	-	31.12.2018	реконстр. ПС 330 кВ "Кременчук" (облаштування комірок №22 та №27 на ПС 330 Кременчук, а також реконс. пристроїв РЗА на ПС 330 Кременчук) (приєднання передбачається відпайками від ПЛ 150 кВ "Кременчук -Кар'єрна" №1,2 в мережу обленерго)	визначається ПҚД	Не заплановано
1 3	ПрАТ "Волиньобленерго"	РП 10 кВ №16 ПрАТ "Волиньобленерго"	3	м. Луцьк, проспект Молоді, 10ж	31.12.2020	-	30.06.2021	налаштування та введення в експлуатацію резервної комірки №42 в РП 10 кВ ПС 330 кВ "Луцьк північна". Ремонт та налаштування примусового охолодження струмообмежуючих реакторів I і II СШ-10 кВ ПС 330 кВ "Луцьк північна"	визначається ПҚД	Не заплановано



Інвестиції в об'єкти системи передачі

3	Реконструкція ПЛ 220 кВ Львів південна-Стрий на ділянці обходу піщаного кар'єру в прогоні опор №73- 77), Львівська область, Миколаївський район	2019-2021	13 049	739,98	12176,79	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- власних коштів підприємства			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	доходу, отриманого від розподілу пропускної спроможності міждержавних електричних мереж			739,98	12 177	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- інших джерел			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- кредитних коштів			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- інших джерел			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Реконструкція зв'язку з прокладкою ВОЛЗ по ПЛ на ділянках ПС 330 кВ "Львів південна" - ПС 220 кВ "Розділ" - ПС 220 кВ "Стрий" - ПС 220 кВ "Борислав" - ПС 220 кВ "Воловець" - ПС 400 кВ "Мукачеве" - Державний кордон України	2016-2022	204 252	73347,6	68169,6	62735	0	0	0	0	0	0	0	0
	- власних коштів підприємства			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	доходу, отриманого від розподілу пропускної спроможності міждержавних електричних мереж			73347,6	68169,6	62 735	0	0	0	0	0	0	0	0
	- інших джерел			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- кредитних коштів			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- інших джерел			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Нове будівництво ПЛ 330 кВ Західноукраїнська Богородчани з реконструкцією ПС 330 кВ "Богородчани" та ПС 750 кВ "Західноукраїнська", Львівська та Івано-Франківська області	2016-2022	1 011 042	345038	141907,8	524096	0	0	0	0	0	0	0	0
	- власних коштів підприємства			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	доходу, отриманого від розподілу пропускної спроможності міждержавних електричних мереж			345038	141907,8	524 096	0	0	0	0	0	0	0	0
	- інших джерел			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- кредитних коштів			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- інших джерел			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



5.5 Розвиток мереж систем розподілу для підвищення надійності роботи системи передачі

Відповідно до пункту 3.4.4 розділу III Кодексу систем розподілу, ОСР повинен не пізніше ніж за 2 місяці до подачі на затвердження Регулятору направити проєкт Плану розвитку ОСР на розгляд центральному органу виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, та іншим заінтересованим сторонам для отримання їх коментарів та пропозицій/зауважень і подати його разом з висновком ОСП на затвердження Регулятору не пізніше 01 червня року, що передує прогнозного п'ятирічного періоду. Водночас, відповідно пункту 3.2.4 розділу III КСР, План розвитку системи розподілу має формуватися з урахуванням, зокрема, Плану розвитку системи передачі на наступні 10 років.

При цьому, згідно пункту 5.4. Кодексу системи передачі, ОСП повинен здійснити аналіз отриманих від ОСР проєктів планів розвитку систем розподілу на наступні 5 років щодо частин цих планів, що відносяться до розвитку електричних мереж 110 (150) кВ, на відповідність Плану та надати ОСР висновки (з обґрунтованими пропозиціями та зауваженнями щодо необхідності коригування у випадку невідповідності) протягом 20 робочих днів з дати отримання їх від ОСР.

Враховуючи зазначені вище вимоги КСР та КСП, ОСП проводить системну роботу щодо розгляду та узгодження Планів розвитку систем розподілу з наданням відповідних технічних висновків та подальшим їх узгодженням. Така робота повинна здійснюватися щорічно.

Для підвищення надійності роботи системи передачі, збільшення пропускної спроможності контрольованих перетинів, позбавлення підстанцій системи передачі від нехарактерних для них функцій необхідне наступне будівництво мереж систем розподілу (табл.5.5).

При цьому, заходи з розбудови електромереж ОСР (табл.5.5) включені до планів або проєктів планів розвитку систем відповідних ОСР (на час верстання даного Плану розвитку). В даних планах розвитку систем ОСР, визначені «вузькі місця» в системі розподілу, що впливають на надійність роботи системи передачі, шляхом проведення відповідних досліджень з супроводженням режимними електричними розрахунками. З метою ліквідації визначених «вузьких місць» в системі розподілу запропоновано до реалізації певні рішення в системі розподілу, що дозволять в найоптимальніший спосіб розв'язати проблему.

Водночас, в даному розділі наведено також об'єкти системи передачі, які будуть побудовані в найближчій перспективі. Відповідно, розбудова мереж систем розподілу з метою прив'язки таких об'єктів системи передачі до мереж систем розподілу потребує повної синхронізації в часі.

По всіх заходах надані посилання на відповідні нормативні документи щодо виконання їх вимог.



Розвиток мереж систем розподілу для підвищення надійності роботи системи передачі

Таблиця 5.5 – Заходи з підвищення надійності роботи системи передачі

№ п/п	Заходи з підвищення надійності	Обґрунтування необхідності реалізації	Оператор системи розподілу
1. Південно-Західний регіон			
1.1.	Будівництво ПС 110 кВ «Західна» в районі ПС 330 кВ «Хмельницька»	Необхідність переведення споживачів АТ «Хмельницькобленерго» на класі напруги 10 кВ з ПС 330 кВ «Хмельницька» на нову ПС 110 кВ «Західна» (виконання вимог п.4.1.7, розділ IV Кодексу систем розподілу; п.12.6 СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014) Будівництво ПС 110 кВ «Західна» покращить надійність живлення власних потреб ПС 330 кВ «Хмельницька». ПС 330 кВ «Хмельницька» є основним джерелом живлення м. Хмельницький та більшої частини Хмельницької області. На даний час до РП-10 кВ ПС 330 кВ «Хмельницька» крім власних потреб підстанції приєднано також сторонніх споживачів. Пошкодження у зовнішній мережі, у випадках відмови обладнання, можуть призвести до втрати власних потреб ПС 330 кВ «Хмельницька», що призведе до неможливості оперативного управління підстанцією.	АТ «Хмельницькобленерго»
2. Центральний регіон			
2.1.	Реконструкція транзиту 110 кВ Білоцерківська – Рось – Фастів із заміною ділянок існуючого проводу на провід більшого перерізу, а також реконструкція транзиту 110 кВ Білоцерківська – Рокитне – Миронівка із заміною існуючого проводу на провід з більшим перерізом	Забезпечення надійності живлення району від ПС 330 кВ «Білоцерківська» та ПС 330 кВ «Новокиївська» в ремонтних, аварійних та ремонтно-аварійних режимах роботи мережі системи передачі шляхом перенесення розрізів по мережі 110 кВ. (виконання вимог п.8.2. СОУ-Н МПЕ 40.1.20.563:2004; пп.12,13 СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014)	ПрАТ «Київобленерго»



Розвиток мереж систем розподілу для підвищення надійності роботи системи передачі

№ п/п	Заходи з підвищення надійності	Обґрунтування необхідності реалізації	Оператор системи розподілу
		<p>Збільшення пропускної спроможності ліній 110 кВ зазначеного транзиту забезпечить передачу додаткових обсягів потужності в вузли навантаження ПС 330 кВ Білоцерківська / Новокиївська з нормативними показниками якості, що дасть можливість :</p> <ul style="list-style-type: none"> - зменшити обсяги знеструмлення споживачів або запобігти пошкодженню обладнання 110 кВ транзити та РП 110 кВ ПС 330 кВ "Білоцерківська" та ПС 330 кВ "Новокиївська" в аварійних режимах роботи мережі 330 кВ та обладнання ПС 330 кВ "Білоцерківська" та ПС 330 кВ "Новокиївська"; - виконання вимог п. 10.14 СОУ Н ЕЕ 40.1 00100227-101:2014) щодо нормативних величин обмеження потужності ПС; - виконання вимог п.8.2.7СОУ Н МПЕ 40.1.20.563:2004 щодо усунення перевантаження трансформатора шляхом зміни схеми мережі; <p>Вищевказані заходи передбачені роботою "Схема перспективного розвитку електричних мереж 35-110 кВ Київської області на період 2017-2026р. ПрАТ Київобленерго"</p>	
2.2.	Реконструкція транзиту 110 кВ Трипільська ТЕС – Обухів – Васильків в частині будівництва другого кола, а також збільшення перерізу існуючого проводу	<p>Розвантаження АТ 1(2) в режимі відключення АТ 2(1) на ПС 330 кВ «Новокиївська», а також забезпечення підтримання напруги на рівні нормативних значень шляхом перенесення розрізів (зміни схеми мережі) по мережі 110 кВ</p> <p>(виконання вимог п.8.2. СОУ-Н МПЕ 40.1.20.563:2004; п.12.1 СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014)</p> <p>Вищевказані роботи визначені в роботі Схема перспективного розвитку електричних мереж 35-110 кВ Київської області на</p>	ПрАТ «Київобленерго»



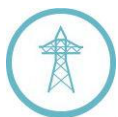
Розвиток мереж систем розподілу для підвищення надійності роботи системи передачі

№ п/п	Заходи з підвищення надійності	Обґрунтування необхідності реалізації	Оператор системи розподілу
2.3.	<p>Спорудження транзитних зв'язків 110 кВ від ПС 330 кВ «Західна»:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Транзит 110 кВ Західна – Північна (ПЛ 110 Північна №1,2 – Біличі - Мостицька). 2. Транзит 110 кВ Західна – Лісова (ПЛ-110 Ірпінь № 1,2,3,4). 3. Транзит 110 кВ Західна – Новокиївська (КЛ 110 кВ Софіївська - Чайка). 4. Транзит 110 кВ Західна – Новокиївська (КЛ 110 кВ ВУМ №1,2). 5. Транзит 110 кВ Західна – Нивки (КЛ 110 кВ Брест-Литовська - Станкозаводська). 6. Транзит 110 кВ Західна – Нивки/Київська ТЕЦ-6/Північна (Західна – Берковецька (Салютна) – Лук'янівська – Нивки/Кабельна-нова). 7. Транзит 110 кВ Західна – Новокиївська (ПЛ-110 Білогородка). 8. Транзит 110 кВ Західна – Житомирська (ПЛ-110 Бузова). 	<p>період 2017-2026р. ПрАТ Київобленерго" як пріоритетні.</p> <p>Забезпечення видачі потужності перспективної ПС 330 кВ «Західна». Узв'язку з інтенсивним розвитком західної та північної частини м. Києва та Київської обл. (будівництво нових житлових масивів та котеджних містечок) з метою забезпечення електричною енергією споживачів розпочато будівництво ПС 330 кВ "Західна". Для видачі потужності від ПС 330 кВ "Західна" необхідно виконати мережеве будівництво (вказані транзити) розподільчих мереж напругою 110 кВ (мережі ОСР).</p> <p>Будівництво зазначених транзитів визначено роботами: "Коригування схеми перспективного розвитку електричних мереж 35 кВ і вище м. Києва (період 2017-2031р.)"</p> <p>Схема перспективного розвитку електричних мереж 35-110 кВ Київської області на період 2017-2026р. ПрАТ Київобленерго" (виконання вимог п.п. 3.2.4 та 3.2.6 розділу III Кодексу систем розподілу;</p> <p>п.6 ДСТУ EN 50160:2014) та збільшення пропускної здатності мережі для забезпечення стійкості та надійної паралельної роботи ОЕС (виконання вимог п.п.1.2.11-1.2.13 ПУЕ; п.13.2 ГКД 34.20.507-2003; п.10.9 СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014);</p> <p>забезпечення транзиту електроенергії в системі електропостачання міста Києва (виконання вимог п.10.17, п.12.5 СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014)</p> <p>Прогнозований термін вводу в експлуатацію об'єкту –</p>	<p>ПрАТ «Київобленерго»</p> <p>ПрАТ «ДТЕК «КИЇВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»</p>



Розвиток мереж систем розподілу для підвищення надійності роботи системи передачі

№ п/п	Заходи з підвищення надійності	Обґрунтування необхідності реалізації	Оператор системи розподілу
		2021 рік. Термін будівництва 2017-2021 роки (Розділ 5, пункт 5.3.1.3, пункт 1.3 таб. 5.4.1 даного Плану розвитку)	
2.4.	<p>Будівництво нових зв'язків 150 кВ:</p> <ol style="list-style-type: none"> ПЛ 150 кВ Побужжя – Тальне 1 на ПС 330 кВ «Тальне». Транзит 150 кВ Тальне – Побужжя (ПЛ 150 кВ Теплична, Тальне-1). Створення нового транзиту Тальне 330 – Ватутіно – Юрківка – Миронівська – Канівська ГЕС шляхом встановлення АТ 150/110 кВ на ПС 110 кВ «Ватутіно» та будівництво ПЛ 150 кВ Тальне 330 - Ватутіно. Реконструкція ПЛ 150 кВ Тальне -1 – Умань з заміною проводу на провід більшого перерізу. 	<p>Забезпечення видачі потужності перспективної ПС 330/150 «Тальне» в мережу 150 кВ (виконання вимог п.п. 3.2.4 та 3.2.6 розділу III Кодексу систем розподілу; п.6 ДСТУ EN 50160:2014) та збільшення пропускної здатності мережі для забезпечення стійкості та надійної паралельної роботи ОЕС (виконання вимог п.п.1.2.11-1.2.13 ПУЕ; п.13.2 ГКД 34.20.507-2003; п.10.9 СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014);</p> <p>забезпечення транзиту електроенергії в системі електропостачання Черкаської області (виконання вимог п.10.17, п.12.5 СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014)</p> <p>Термін будівництва 2016-2024 роки (Розділ 5, пункт 5.3.1.5, пункт 1.5 таб. 5.4.1 даного Плану розвитку)</p> <p>Через гостру дефіцитність енерговузла, виведення в ремонт ПЛ 330 кВ транзиту Канівська ГЕС – Поляна – Черкаська – Кременчуцька ГЕС можливе лише в вихідні дні літнього періоду, при зниженому його споживанні та за умови навантаження Черкаської ТЕЦ не менш 50 МВт. Подальше зростання споживання енерговузла призведе до неможливості виведення в ремонт ПЛ 330 кВ транзиту без обмеження споживачів в ремонтно-аварійних схемах. На даний час відсутня можливість підключення нових потужних споживачів у Черкаському вузлі без</p>	ПАТ «Черкасиобленерго»



Розвиток мереж систем розподілу для підвищення надійності роботи системи передачі

№ п/п	Заходи з підвищення надійності	Обґрунтування необхідності реалізації	Оператор системи розподілу
		<p>заведення їх під дію системи аварійного вимкнення навантаження.</p> <p>Першочерговим завданням для вирішення даної проблеми є спорудження транзиту 330 кВ Поляна – Тальне – Побузька, з підстанцією 330/154 кВ "Тальне".</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Після вводу в експлуатацію ПС 330/150 "Тальне" Схема розвитку ПАТ "Черкасиобленерго" передбачає будівництво: 2. ПЛ 150 кВ Тальне – Побужжя 3. Транзит 150 кВ Тальне – Побужжя (ПЛ 150 кВ Теплична, Тальне-1) 4. Транзит 150 Тальне – Білоцерківська/Канівська ГЕС/Поляна (ПЛ 150 кВ Ватутіне) 5. З метою підвищення надійності електропостачання споживачів Уманського вузла, передбачається реконструкція ЛЕП 150 кВ Побужжя – Умань з заміною проводу на переріз 300мм². та Тальне -1 – Умань з заміною проводу на провід перерізом 240 мм² 	
2.5.	Будівництво транзиту 110 кВ Нивки – Північна/ТЕЦ-6 (КЛ 110 кВ Нивки – Лук'янівська №1,2).	<p>Винесення ВРП-35 кВ з ПС 330 кВ «Нивки», шляхом перезаведення приєднань 35 кВ на ПС 110 кВ «Лук'янівська» (виконання вимог п 4.1.7, розділу IV Кодексу систем розподілу; розділу 5 СОУ НЕК 20.261:2017; п.12.6 СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014)</p> <p>У зв'язку з розвитком м. Києва з метою надійного забезпечення електроенергією і потужністю споживачів м. Києва та прилеглих районів на підставі розрахунків нормальних, аварійних та</p>	ПрАТ «ДТЕК «КИЇВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»



Розвиток мереж систем розподілу для підвищення надійності роботи системи передачі

№ п/п	Заходи з підвищення надійності	Обґрунтування необхідності реалізації	Оператор системи розподілу
		<p>післяаварійних режимів роботи, які висвітлені в роботі "Коригування схеми перспективного розвитку Центральної ЕС на період до 2010 року з перспективою до 2015 року" та "Коригування схеми перспективного розвитку електричних мереж 35 кВ і вище м. Києва (період 2017-2031р.)" в період з 2017-2021р планується переведення ПС 35/10 кВ "Лук'янівська" на вищий клас напруги 110/35/10 кВ", будівництво ПС 110/10 кВ "Кабельна-нова" та ПС 110 кВ "Салютна" з утворенням відповідно нових мережевих зв'язків для живлення вищезазначених ПС.</p>	
2.6.	<p>Реконструкція транзиту 110 кВ ДТЕЦ – Княжичі – Броварська з заміною проводу на провід більшого перерізу.</p>	<p>Розвантаження АТ 1(2) у випадку ремонтного (аварійного) відключення АТ 2(1) на ПС 330 кВ «Броварська». (виконання вимог п.8.2. СОУ-Н МПЕ 40.1 20.563:2004; п.12.1 СОУ-Н ЕЕ40.1-00100227 101:2014) Обмежена пропускна спроможність транзитних ПЛ 110 кВ (АС-120) та значне навантаження АТ, що обумовлює незабезпеченість ряду ремонтно-аварійних схем при відключенні основного обладнання, та не дає змоги виконувати реконструкцію та ремонт без ризику знеструмлення споживачів вимагає збільшення перерізу транзитних зав'язків.</p>	ПрАТ «Київобленерго»
2.7.	<p>Будівництво нових зв'язків 110 кВ: 1. Транзит 110 кВ Східна – Київська ТЕЦ №5 (ЛЕП 110 кВ Лугова - Вирлиця). 2. Транзит 110 кВ Східна – Київська ТЕЦ №5/Дарницька ТЕЦ (КЛ 110 кВ Бортничі). 3. Транзит 110 кВ Східна –</p>	<p>Забезпечення видачі потужності перспективної ПС 330 «Східна» в мережу 110 кВ (виконання вимог п.п. 3.2.4 та 3.2.6 розділу III Кодексу систем розподілу; п.6 ДСТУ EN 50160:2014) та збільшення пропускної здатності мережі для забезпечення стійкості та надійної паралельної</p>	<p>ПрАТ «ДТЕК «КИЇВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» ПрАТ «Київобленерго»</p>



Розвиток мереж систем розподілу для підвищення надійності роботи системи передачі

№ п/п	Заходи з підвищення надійності	Обґрунтування необхідності реалізації	Оператор системи розподілу
	<p>Дарницька ТЕЦ (КЛ 110 кВ НовоДарницька). 4. Транзит 110 кВ Східна– Броварська (ВЛ Теплична 1,2).</p>	<p>роботи ОЕС (виконання вимог п.п.1.2.11-1.2.13 ПУЕ; п.13.2 ГКД 34.20.507-2003; п.10.9 СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014); забезпечення транзиту електроенергії в системі електропостачання міста Києва (виконання вимог п.10.17, п.12.5 СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014). Термін будівництва 2017-2023 роки (Розділ 5, пункт 5.3.1.8, пункт 1.7 таб. 5.4.1 даного Плану розвитку) У зв'язку з швидкою забудовою лівобережної частини міста Києва, з метою забезпечення потреб у електричній енергії та потужності для можливості реалізації виданих ТУ на лівому березі необхідно нове джерело живлення ПС 330 кВ "Східна". Відповідно з метою видачі потужності необхідно виконати мережеве будівництво розподільчих мереж напругою 110 кВ. Так відповідно до роботи Коригування схеми перспективного розвитку Центральної ЕС на період до 2010 року з перспективою до 2015 року" та" Коригування схеми перспективного розвитку електричних мереж 35 кВ і вище м. Києва (період 2017-2031р.) передбачено наступне мережеве будівництво транзит 110 кВ "ТЕЦ-5-Славутич-Позняки" з відгалуженням на ПС "Аркада" (2017-2021р). В період (2020-2026р) ДТЕК "Київські електричні мережі" заплановано будівництво мереж 110 кВ до ПС 110 кВ "Южна", що дозволить перевести навантаження на ПС 330 кВ "Східна" та виконати реконструкцію ЛЕП 110 кВ ТЕЦ-5-Харківська.</p>	
2.8.	Будівництво ПС 110 кВ «Мигайлівка» в районі	Перезаведення приєднань 35 кВ з ПС 330 кВ «Ніжинська» на ПС	АТ «Чернігівобленерго»



Розвиток мереж систем розподілу для підвищення надійності роботи системи передачі

№ п/п	Заходи з підвищення надійності	Обґрунтування необхідності реалізації	Оператор системи розподілу
	<p>ПС 330 кВ «Ніжинська»</p>	<p>110 кВ «Мигайлівка» (виконання вимог п.4.1.7, розділу IV Кодексу систем розподілу; розділу 5 СОУ НЕК 20.261:2017; п.12.6 СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014) Перезаведення приєднань 35 кВ з ПС 330 кВ «Ніжинська» на ПС 110 кВ «Мигайлівка» буде сприяти завантаженню шин 110 кВ та зняттю обмежень по регулюванню (зокрема, зниженню) напруги на шинах 110 кВ ПС 330 кВ "Ніжинська". Обмеження по регулюванню (зокрема, зниженню) напруги на шинах 110 кВ ПС 330 кВ "Ніжинська" зміною положень анцапф РПН на АТ 330/110/35 кВ визвано зв'язаним регулюванням напруги на обмотках середньої та низької напруги, що призводить до підвищення напруги на шинах 35 кВ при перестановці анцапф РПН для зниження напруги на стороні 110 кВ АТ-1,2 (і навпаки), внаслідок чого можливості зниження напруги на шинах 110 кВ ПС 330 кВ "Ніжинська" відсутні. На даний час для запобігання неприпустимого підвищення напруги на шинах 110 кВ ПС Ніжинська застосовується захід з відключенням одного з АТ в резерв, що призводить до погіршення надійності живлення споживачів. Шляхом вирішення даної проблеми є будівництво нової ПС 110/35/20 кВ "Мигайлівка" ПАТ "Чернігівобленерго" та переведення на неї споживачів, які на даний час живляться від ЛЕП 35 та 10 кВ ПС 330 кВ "Ніжинська". В 2017 році РДЦ Центрального регіону разом з Центральною ЕС погодили Схему</p>	



Розвиток мереж систем розподілу для підвищення надійності роботи системи передачі

№ п/п	Заходи з підвищення надійності	Обґрунтування необхідності реалізації	Оператор системи розподілу
		перспективного розвитку ПАТ "Чернігівобленерго", яка передбачає будівництво ПС 110/35/20 кВ "Мигайлівка" до 2027 року.	
3. Південний регіон			
3.1.	Завершення реконструкції та включення в транзит ПЛ 110 кВ Болград-Вулканешти-3.	Збільшення пропускної спроможності зв'язків між Молдовою та Південно-Західним регіоном ОЕС України для уникнення пошкоджень ліній від перевантаження в аварійних режимах роботи ПЛ 330 кВ Молдовська ДРЕС – Арциз. (виконання вимог п.10.3, п.10.15 СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014)	АТ «Одесаобленерго»
3.2.	Реконструкція існуючих ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрове 1,2 та ПЛ 110 кВ Усатове – Одеська ТЕЦ 1,2 із збільшенням перетину проводу.	Уникнення перевантаження ПЛ 110 кВ Усатове – Одеська ТЕЦ 1,2 та Новоодеська – Таїрово 1, 2, як основних джерел живлення Одеського «кільця» та автотрансформаторів ПС 330 кВ «Усатове», «Новоодеська» в ремонтних режимах прилеглої мережі 110 кВ. (виконання вимог п.10.3, п.10.15 СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014)	АТ «Одесаобленерго»
4. Північний регіон			
4.1.	Будівництво ПЛ-110 кВ 2х2 ланцюги до ПЛ 110 кВ Лосеве - ХФТІ з утворенням: 1. ПЛ-110 кВ Слобожанська - ХФТІ. 2. ПЛ-110 кВ Слобожанська — Жуковського — ХФТІ. 3. ПЛ-110 кВ Слобожанська — Московська. 4. ПЛ-110 кВ Слобожанська — Лосево з відпайкою на ПС «Салтівська».	Забезпечення видачі потужності перспективної ПС 330 кВ «Слобожанська» по зв'язках 110 кВ та розвантаження північної частини м. Харкова, підвищення рівня якості електропостачання (виконання вимог п.п. 3.2.4 та 3.2.6 розділу III Кодексу систем розподілу; п.6 ДСТУ EN 50160:2014) та збільшення пропускної здатності мережі для забезпечення стійкості та надійної паралельної роботи ОЕС (виконання вимог п.п.1.2.11-1.2.13 ПУЕ;	АТ «Харківобленерго»



Розвиток мереж систем розподілу для підвищення надійності роботи системи передачі

№ п/п	Заходи з підвищення надійності	Обґрунтування необхідності реалізації	Оператор системи розподілу
	5. ПЛ-110 кВ Слобожанська — Перемога №2. 6. ПЛ-110 кВ Слобожанська – Сокольники. 7. 2х ланцюг. ПЛ 110 кВ Слобожанська-Льва Толстого. 8. ПЛ 110 кВ Слобожанська-Циркуни. 9. ПЛ-110 кВ Слобожанська — Дергачі.	п.13.2 ГКД 34.20.507-2003; п.10.9 СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014); забезпечення транзиту електроенергії в системі електропостачання міста Харкова (виконання вимог п.10.17, п.12.5 СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014) Прогнозований термін вводу в експлуатацію об'єкту – 2023 рік. (пункт 5.3.1.88, табл. 6.1 даного Плану розвитку)	



5.6 Принципи проведення аналізу затрат і вигод проєктів

Питання аналізу ефективності бюджетних витрат є одним з найбільш актуальних в сучасній системі суспільних фінансів, а особливо в Україні. Незважаючи на високу ступінь теоретичної обґрунтованості методу витрат і вигод (CBA), вони на сьогоднішній день мають ряд обмежень для практичного застосування.

Розглядаючи потенційні проєкти щодо можливої участі в такому аналізі дуже важко визначити саме підхід та критерії оцінки, адже кожен проєкт має різні умови та стадії впровадження, специфіку управління та фінансування.

Так, на сьогодні рекомендовано для використання як основу оцінювання - комбінований аналіз витрат і вигод та багатокритеріальний аналіз, що відповідає Статті 11 і Додаткам IV і V до Регламенту (ЄС) 347/2013, на основі якої розроблена «Методологія аналізу витрат і вигод проєктів розвитку електричних мереж» (стандарт для «внутрішнього» застосування). Крім того, цьому ж методу оцінювання віддає перевагу загальноєвропейська енергосистема ENTSO-E, інтеграція до якої передбачена Угодою про Асоціацію між Україною та ЄС.

Згідно даного документу визначені такі основні категорії, до складу яких входять показники, що використовуються для оцінювання витрат і вигод проєктів розвитку системи передачі, наведені на рисунку 5.2 та описані нижче.



Рисунок 5.2. – Основні категорії методології оцінювання проєктів розвитку системи передачі

При оцінюванні проєктів розвитку системи передачі повинні застосовуватись наступні категорії вигод:

- підвищення надійності електропостачання;
- соціально-економічний ефект (добробут);
- підтримка інтеграції відновлювальних джерел енергії (ВДЕ);
- зменшення технологічних витрат електричної енергії (енергоефективність);
- зменшення викидів CO₂;
- збільшення технічної стійкості / запасу експлуатаційної безпеки системи;



Принципи проведення аналізу затрат і вигід проєктів

- відмовостійкість / гнучкість.

Категорії вигід визначають наступним чином:

а) підвищення надійності електропостачання – це здатність енергосистеми забезпечити відповідну і надійну подачу електроенергії за звичайних умов (забезпечувати попит у повному обсязі за поточного стану готовності мережі), а також здатність енергосистеми задовольнити попит в повному обсязі у таких можливих нештатних ситуаціях, як відмови одиночних елементів передачі;

б) соціально-економічний ефект (добробут) характеризується здатністю енергосистеми зменшити перевантаження і таким чином забезпечити відповідну ПЗМ, щоб учасники ринку електроенергії могли торгувати електроенергією ефективним в економічному відношенні способом, забезпечуючи доступ споживачів до більш дешевої електричної енергії;

в) підтримка інтеграції ВДЕ визначається як здатність мережі забезпечити можливість приєднання нових ВДЕ, що сприятиме покращенню забезпечення графіка навантаження, особливо в енерговузлах, де спостерігається дефіцит потужності центрів живлення розподільної мережі;

г) зменшення технологічних витрат електричної енергії (енергоефективність) вимірюється через скорочення теплових втрат в елементах мережі. При незначних обсягах зростання електричних навантажень в розподільчій мережі її розвиток взагалі зменшує втрати, таким чином збільшуючи енергоефективність, а деякі заходи, як то зменшення відстані між виробництвом і споживанням, призводять також і до кращого графіка розподілення навантаження. До зменшення втрат призводять також підведення вищої напруги до центрів навантаження та використання сучасного ефективного обладнання в мережі. Енергоефективність сприяє покращенню соціально-економічного ефекту (добробуту) населення;

д) зменшення викидів CO₂ в енергосистемі є наслідком підтримки інтеграції ВДЕ, а також застосування енергоблоків з нижчим вмістом викидів діоксиду вуглецю;

е) збільшення технічної стійкості / запасу експлуатаційної безпеки системи визначається заходами, спрямованими на забезпечення роботи системи у разі виникнення нештатних та екстремальних ситуацій, як то збігання у часі відмов одних елементів системи з ремонтом інших. Зазначені рішення, які спираються виключно на професійне розуміння проблем енергетики, впливатимуть позитивно на майбутню енергоефективність і на забезпечення надійності електропостачання споживачів;

ж) відмовостійкість / гнучкість є здатністю запропонованого проєкту розвитку бути адекватним за різних можливих майбутніх шляхів розвитку або сценаріїв, у тому числі – торгівлі послугами з балансування.

Загальні витрати за проєктом визначають в цінах поточного року за питомими показниками вартості елементів електричних мереж (будівництво 1 км ЛЕП, будівництво однієї ПС тощо). Отримані результати коригують за даними проєктів – аналогів.

Категорії впливу проєкту на суспільство визначають наступним чином:

а) вплив на навколишнє середовище, який має за мету надати міру екологічної чутливості, пов'язаної із проєктом, визначають за результатами попередніх досліджень;

б) соціальний вплив, який ставить своєю метою надати міру соціальної чутливості, пов'язаної із проєктом, визначають через вплив проєкту на (міське) населення, визначений під час попередніх досліджень.

Збільшенню пропускної здатності мережі (ПЗМ) відповідає підвищення максимальної активної потужності, яка може бути переданою через перетин (міждержавний кордон) за дотримання



Принципи проведення аналізу затрат і вигід проєктів

нормативних запасів стійкості, вимог допустимого струму елементів мережі, забезпечення динамічної стійкості в разі нормативних збурень та інших режимних умов.

Перетини і зміна ПЗМ через них можуть бути описані трьома типами характеристик, а саме:

- здатність до розміщення генерації – це здатність для застосування існуючих та спорудження нових генеруючих потужностей традиційної та відновлюваної енергетики. Вона дозволяє покращити баланс виробництва електроенергії між зонами експорту та імпорту. Зміни порядку навантаження генеруючих потужностей визначаються установленим ринком порядком ранжування навантаження;
- здатність до надійного електропостачання – це здатність, необхідна для запобігання відключення навантаження в конкретному регіоні, коли моделюються нештатні ситуації;
- інтеграція ринків дозволяє керовані ринком фізичні перетоки узгодити в межах та між об'єднаними зонами.

ПЗМ залежить від стану споживання, виробництва, обміну та топології мережі і враховує правила безпеки. Коли це стосується інтеграції ринків, ПЗМ є орієнтовною і це означає, що показники можуть бути різними в залежності від напрямку.

Проте, така схема та система оцінки не може бути застосованою повністю відносно проєктів системи передачі, які наразі реалізуються або заплановано до реалізації, оскільки вони пройшли техніко-економічне проєктування, за яким визначені, як найоптимальніше рішення конкретного «вузького місця» в системі передачі та затвердженні органами виконавчої влади. Як приклад, один з крайніх проєктів визначений до реалізації - проєкт «Будівництво ПС 500/220 кВ «Кремінська» з заходами ПЛ 500 кВ Донбаська - Донська та прив'язкою до мережі 220 кВ», схвалений розпорядженням Кабінету Міністрів України від 04 липня 2017 року № 446-р.

ОСП в подальшому, при формуванні технічних завдань на проєктування нових об'єктів системи передачі буде використовувати стандарт підприємства «Методологія аналізу витрат і вигід проєктів розвитку електричних мереж», затверджений наказом НЕК «Укренерго» від 23.11.2017 №370.



5.7 Аналіз ризиків при неповній реалізації запланованих рішень з розвитку системи передачі

Сьогодні мережі системи передачі у цілому задовольняють потреби економіки та населення у передачі електричної енергії, однак за останні роки виникла низка нових проблем, що потребують реалізації відповідних заходів щодо забезпечення сталого розвитку цих мереж.

Зокрема, слід відзначити негативну дію таких факторів:

- високий відсоток зносу основних фондів та відпрацювання ресурсу обладнання, які зумовлюють збільшення експлуатаційних витрат на ремонти та технічне обслуговування обладнання. Старіння обладнання трансформаторних підстанцій, елементів ліній електропередачі та погіршення кліматичних умов в Україні призводять до зростання аварійності та технологічних втрат електроенергії на її транспортування, зумовлює підвищену кількість відключень обладнання та його пошкодження.

Вартість основних засобів та знос зображено на рис.5.7.

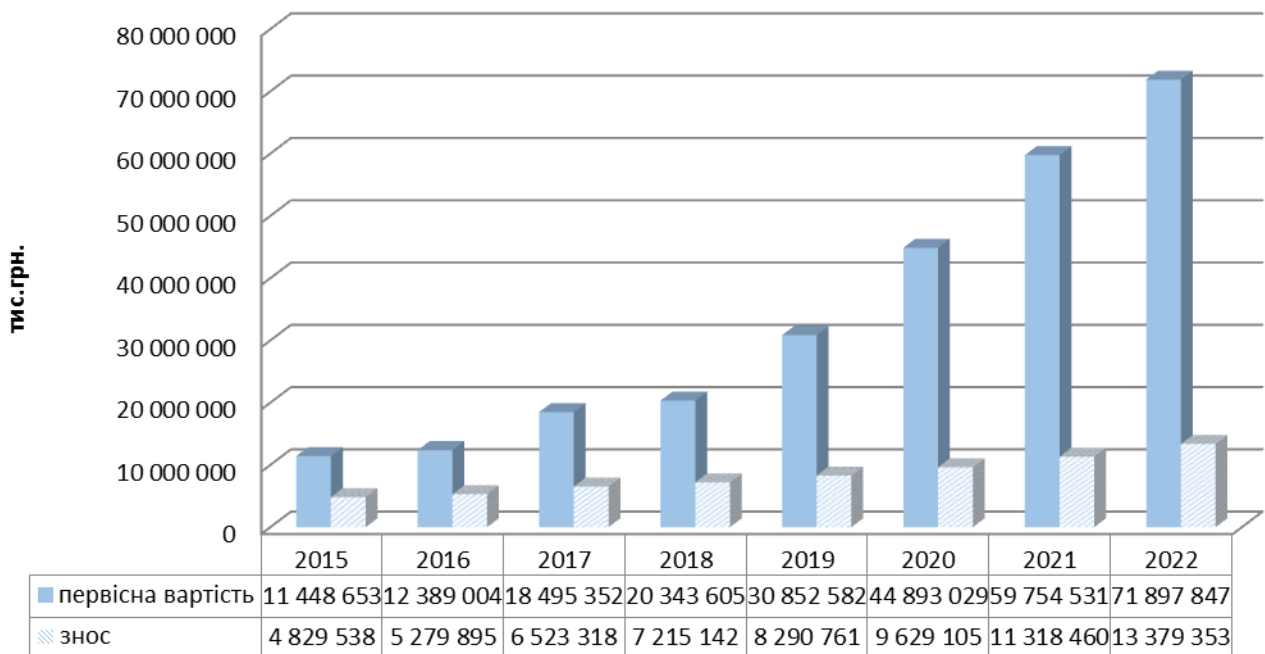


Рисунок 5.7 – Вартість основних засобів та знос

Крім того, значні проблеми виникають у зв'язку з недостатністю пропускної спроможності існуючих ліній електропередачі для видачі повної потужності атомних електростанцій (АЕС) в мережу, передачею електричної енергії з надлишкового Західного регіону до дефіцитних Центрального та Східного регіонів, недостатнім рівнем надійності електропостачання споживачів окремих регіонів та енерговузлів, некомпенсованістю реактивної потужності в електромережі ОЕС України і, як наслідок, неможливістю забезпечення необхідної якості напруги в мережі, а також недостатніми можливостями та рівнем готовності магістральних електричних мереж в частині забезпечення експорту, імпорту і транзиту електроенергії у європейському напрямку.

Прогнозоване погіршення технічного стану магістральних електромереж у разі відсутності достатнього обсягу інвестицій у їх відновлення та розвиток до 2022 року досягне критичного рівня, що призведе до значного підвищення ризику аварій, відключень, знеструмлення споживачів, обмеження робочої потужності електричних станцій та виникнення дефіциту потужності, що у свою чергу



Аналіз ризиків при неповній реалізації запланованих рішень з розвитку системи передачі

приведе до зростання імпорту електроенергії і, як наслідок, – до зниження енергетичної безпеки країни.

Усі вищезазначені факти доводять гостру необхідність та невідкладність у потребі реконструкції та модернізації об'єктів системи передачі.

Аналіз ризиків при неповній реалізації об'єктів капітального будівництва системи передачі зазначені в табл. 5.6.

Однак, насамперед необхідно зазначити, щодо необхідності якнайшвидшого введення в експлуатацію тих об'єктів системи передачі в реалізацію яких уже вкладені певні кошти.

Таблиця 5.6 – Аналіз ризиків при неповній реалізації об'єктів капітального будівництва системи передачі

№ п/п	Об'єкт будівництва	Можливий ризик неповної реалізації
1.	Будівництво ПЛ 750 кВ Запорізька АЕС-Каховська з підстанцією 750 кВ «Каховська» та заходами ПЛ 330 кВ	Збереження обмеження потужності Запорізької АЕС на рівні близько 700 МВт, і як наслідок недовироблення станцією чистої та відносно дешевої електроенергії. Ризик усунуто, будівництво майже завершено.
2.	Реконструкція ПС 750 кВ «Київська» зі встановленням другого автотрансформатора 750 кВ та будівництво заходів повітряних ліній 330 кВ у Київській області	Не дозволить забезпечити підвищення надійності та якості електропостачання споживачів енергодефіцитних, а саме Центрального та Північного регіонів ОЕС України, за рахунок транзиту генеруючих потужностей з Рівненської та Хмельницької АЕС, що, в свою чергу, не дає змогу зменшити споживання вугілля та газу. Можливі порушення електропостачання насамперед споживачів м. Києва та прилеглих населених пунктів при можливій відсутності генерації на Київській ТЕЦ 5 та ТЕЦ 6 у наслідок відсутності палива тощо.
3.	Будівництво ПС 330/110/35 кВ «Західна» із заходами ПЛ 330 кВ	Зниження надійності живлення споживачів м. Києва у наслідок роботи ТЕЦ-5 і ТЕЦ-6 зі зниженою генерацією під час проведення ремонтної кампанії в літній період (зупинка ТЕЦ-6, робота ТЕЦ-5 з мінімальним навантаженням) та ускладнення виконання запланованих ремонтів ПЛ 330 кВ та обладнання окремих ПС 330 кВ. Ускладнення подальшого економічного розвитку регіону в наслідок енергодефіциту.
4.	Другий проєкт з передачі електроенергії (ППЕ-2)	Збереження існуючого та подальшого зниження рівня безпеки, надійності та ефективності передавання електроенергії, а також негативної ситуації з компенсацією реактивної потужності в мережах, що створюватиме ризики інтеграції ОЕС України у ENTSO-E.
5.	Будівництво ПС 500/220 кВ «Кремінська» з заходами ПЛ 500 кВ Донбаська - Донська та прив'язкою до мережі 220 кВ	Збереження ненадійного електропостачання споживачів північної частини Луганської області у зв'язку зі значними пошкодженнями магістральних мереж в «сірій зоні». Неможливість економічного встановлення регіону до рівня проведення АТО. Не видача повної потужності Луганської ТЕС.
6.	Реконструкція ПС	Зниження надійності в забезпеченні внутрішньо системних



Аналіз ризиків при неповній реалізації запланованих рішень з розвитку системи передачі

№ п/п	Об'єкт будівництва	Можливий ризик неповної реалізації
	400/220/110 кВ «Мукачеве». Установка групи однофазних автотрансформаторів 400/220/35 кВ АТ-4 з впровадженням прогресивних технологічних рішень	зв'язків в ОЕС України і міжсистемних зв'язків (експорт електроенергії в країни Європи). Унеможливить подальший стрімкий економічний розвиток регіону.
7.	Будівництво ПЛ 330 кВ Західноукраїнська - Богородчани з реконструкцією ПС 330 кВ «Богородчани» та ПС 750 кВ «Західноукраїнська»	Незабезпечення закачки Дністровської ГАЕС трьома гідроагрегатами (введені в експлуатацію), та чотирма гідроагрегатами (перебуває на стадії будівництва). Зберігається складність забезпечення ремонтних режимів транзиту 330 кВ Бурштинська ТЕС - Івано-Франківськ - Чернівецька - Кам'янець Подільська та низька надійність електропостачання Чернівецької та Івано-Франківської областей, неможливість забезпечення переведення навантаження з "острова" Бурштинської ТЕС.
8.	Реконструкція відкритої розподільчої установки 330 кВ зі встановленням АТ-3 на ПС 330/110/10 кВ «Новокиївська»	Унеможливлення приєднання до магістральних електричних мереж ПС 110/10 кВ «Чабани», як наслідок неможливість приєднання до електромереж нових споживачів м. Києва.
9.	Встановлення третього АТ 330/110/35 кВ на ПС 330 кВ «Чернівецька»	Дефіцит автотрансформаторної потужності ПС 330 кВ «Чернівецька» має стійку тенденцію, яка постійно посилюється. При аварійному відключенні одного з працюючих АТ для недопущення пошкодження другого АТ енергосистема буде змушена вводити примусове вимкнення споживачів із значними недовипусками електроенергії та вкрай негативними соціальними наслідками.
10.	Встановлення другого АТ 330/110/35 кВ на ПС 750/330/110 кВ «Вінницька»	Наразі електропостачання м. Вінниця здійснюється від дволанцюгового кільця ліній електропередачі 110 кВ, заживленого від одного джерела живлення - ПС 330 кВ «Вінниця», що не відповідає нормам технологічного проектування енергетичних систем та електричних мереж 35 кВ та вище. Унеможлиблює подальше зростання навантажень на електричні мережі м. Вінниця та вирішення проблеми надійного живлення промислових та побутових споживачів. Не дозволить застосування електроопалення з метою зниження споживання природного газу.
11.	Розширення ПС 330 кВ «Кременчук» зі встановленням 4АТ	ПС 330 кВ «Кременчук» є єдиним джерелом системи передачі, що живить споживачів Кременчуцького вузла. Існуючі три лінії зв'язку 150 кВ Кременчуцького вузла з іншими джерелами у випадку зупинки ПС 330 кВ не забезпечують необхідне резервування споживачів, заживлених від ПС 330 кВ «Кременчук» згідно з їх пропускними спроможностями, як наслідок відбудеться знеструмлення споживачів першої категорії надійності електропостачання (Полтавський ГЗК, Кременчуцький



Аналіз ризиків при неповній реалізації запланованих рішень з розвитку системи передачі

№ п/п	Об'єкт будівництва	Можливий ризик неповної реалізації
		нафтопереробний завод, Кременчуцький автозавод, Кременчуцька нафтоперегінна станція).
12.	Реконструкція ПС 330 кВ «Броварська» зі встановленням АТ-3	За останні 4 роки завантаження АТ-1,2 ПС 330 кВ «Броварська» зросло з 170 МВт до 250 МВт, тобто на 42 %, що в середньому складає 10,5 % на рік. Враховуючи інтенсивний розвиток Броварського району, вже реалізовані та перспективні проекти розбудови промислового та житлового – комунального сектору, споживання вузла ПС 330 кВ «Броварська» в наступні 3-4 роки зросте ще на 100-120 МВт. Не встановлення АТ-3 призведе до відключення існуючих споживачів та унеможливить приєднання нових споживачів до електричних мереж.
13.	Реконструкція ПС 220/35/10 кВ «Березань»	Реконструкція підстанції у зв'язку з приєднання до неї сонячних електростанцій за кошти замовників. Можливий зрив строків вводу в експлуатацію призведе до неможливості приєднання ВДЕ в даному регіоні.
14.	Будівництво транзиту повітряної лінії 330 кВ Побужжя - Тальне - Поляна з підстанцією 330 кВ «Тальне»	При втраті зв'язку Черкаського енерговузла з енергосистемою по мережі 330 кВ, що може статися при аварійному відключенні ПЛ 330 кВ Канівська ГЕС - Поляна в режимі ремонту ПЛ 330 кВ Кременчуцька ГЕС - Черкаська, для запобігання повного погашення енерговузла необхідно буде застосувати примусове аварійне відключення споживачів на величину до 300 МВт в осінньо-зимовий період та до 200 МВт - в літній. Водночас на території області розташоване ПАТ «Азот» із потужністю споживання 100-120 МВт, перерва в електропостачанні якого призведе до загрози екологічної катастрофи та жертв серед населення. Дефіцит енергоресурсів унеможливить подальший економічний розвиток Черкаської області.
15.	Будівництво ПЛ 330 кВ Луцьк північна - Тернопільська з реконструкцією ПС 330 кВ «Луцьк північна» та ПС 330 кВ «Тернопільська»	Не забезпечення ремонтно-аварійних режимів із приведенням в дію АРС ОЛ РАЕС і розвантаження станції в післяаварійних режимах.
16.	Будівництво ПЛ 330 кВ Тернопільська – Чернівецька з реконструкцією ПС 330 кВ Чернівецька	В режимах максимальних навантажень робота транзиту 330 кВ Дністровська ГЕС – Кам'янець-Подільська – Чернівці – Івано-Франківськ – Бурштинська ТЕС є складною, особливо в післяаварійних режимах, коли не забезпечуються мінімально допустимі рівні напруги на шинах 110 кВ ПС 330 кВ, що може привести до роботи АОЗН. В ремонтних схемах ПЛ 330 кВ Бурштинська ТЕС – Івано-Франківськ при аварійному вимкненні ПЛ 330 кВ Івано-Франківськ – Чернівці (Кам'янець-Подільський) енерговузол погашається. Завантаженість ПС 330 кВ «Чернівецька» та відсутність розвитку транзитної мережі 110 кВ призводить до неможливості виконання вимог нормативних документів щодо необхідних обсягів резервування навантаження.



Аналіз ризиків при неповній реалізації запланованих рішень з розвитку системи передачі

№ п/п	Об'єкт будівництва	Можливий ризик неповної реалізації
		Незабезпечення закачки Дністровської ГАЕС чотирма гідроагрегатами (перебуває на стадії будівництва).
17.	Реконструкція відкритих розподільчих пристроїв 750 кВ, 330 кВ, 110 кВ, 35 кВ на ПС 750 кВ «Дніпровська», ПС 750 кВ «Запорізька», ПС 330 кВ «Харківська», ПС 330 кВ «Залютине», Дніпропетровська, Запорізька, Харківська області	Морально застаріле та фізично зношене обладнання потребує дедалі більше ресурсів для підтримання його в роботоздатному стані. Виникають ризики виникнення аварій. Унеможливлення забезпечення ремонтів АТ 750/330 кВ на Запорізькій АЕС, ПС 750 кВ «Дніпровська» та «Запорізька» в умовах зниженої генерації ТЕС.
18.	Будівництво заходів ПЛ 330 кВ Криворізька ТЕС - Трихати на ПС 330 кВ «Миколаївська» з заміною двох АТ та реконструкцією РП 330 кВ ПС 330 кВ «Миколаївська»	Подальше зменшення, в умовах росту навантаження та ВДЕ, надійності електропостачання споживачів Херсонської та Миколаївської областей, які наразі живляться від транзиту 330 кВ Трихати – Миколаївська – Херсонська – Каховська. У випадку аварійно-ремонтного режиму, пов'язаного з відключенням ПЛ 330 кВ Трихати – Миколаївська та Каховська - Херсонська, можливе перевантаження транзиту 150 кВ КахГЕС – Микільська – ХТЕЦ – Комунальна – ХНПЗ з його пошкодженням.
19.	Будівництво ПЛ 330 кВ Новоодеська - Арциз із заміною 2АТ на ПС 330 кВ «Арциз» з 125 МВА на 200 МВА	Збереження ситуації із забезпеченням надійного живлення споживачів південно-західної частини Одеської області при проведенні ремонтних робіт основних транзитів 110 - 400 кВ, які живлять даний регіон. Оскільки ПС 330 кВ "Арциз" живиться тільки однією ПЛ 330 кВ Молдавська ДРЕС – Арциз, її тривале відключення призведе до необхідності обмеження споживачів, як наслідок до можливої соціально економічної кризи в регіоні.
20.	Будівництво ПС 330 кВ «Слобожанська» із заходами ПЛ 330 кВ	Невчасне завершення будівництва об'єкту призведе: <ul style="list-style-type: none"> • залишення на низькому рівні надійності електропостачання споживачів м. Харків та Харківської області з урахуванням існуючих тенденцій щодо роботи енергоблоків Харківської ТЕЦ-5 переважно в опалювальний період; • не забезпечення статичної стійкості і належної якості електричної енергії, в тому числі при можливій відокремленій роботі ОЕС України від ЄЕС Російської Федерації. Ризики неможливості інтеграції ОЕС України у ENTSO-E; • не можливості реконструкції ПС "Харківська" та "Залютине", ВРП 330 кВ яких виконано по ненормативним схемам, та дотримання критеріїв надійності та сталості електропостачання споживачів у відповідних ремонтних схемах; • залишення на існуючому рівні втрат електричної енергії, які виникають через необхідність її передачі по розподільчій електричній мережі значної протяжності і, як



Аналіз ризиків при неповній реалізації запланованих рішень з розвитку системи передачі

№ п/п	Об'єкт будівництва	Можливий ризик неповної реалізації
		наслідок, підвищення економічності роботи електричної мережі.
21.	Будівництво КЛ 330 кВ Західна - Нивки з реконструкцією ПС «Нивки»	Залишення схеми приєднання до мережі 330 кВ ПС 330 кВ «Нивки», що не відповідає вимогам нормативних документів та не надійне електропостачання центральних районів міста Києва, де розміщуються адміністративні будівлі центральних органів влади країни. Неможливість подальшого економічного росту м. Києва.
22.	Реконструкція ПС 750 кВ «Дніпровська» з встановленням АТ-3	Не покриття зростаючого споживання в зоні Дніпровської ЕС. Не забезпечення умов відділення ОЕС України від паралельної роботи з ЕС РФ, тому що не збільшаться перетоки потужностей від Дніпровської ЕС до Північної ЕС та не відбудеться «заміщення» трансформаторних потужностей АТ 750/330 на ПС «Північноукраїнська» трансформаторними потужностями АТ 750/330 кВ на ПС «Дніпровська».
23.	Будівництво ПЛ 330 кВ Дністровська ГАЕС – Вінницька 750 кВ з реконструкцією РП 330 кВ Дністровська ГАЕС та РП 330 кВ ПС 750 кВ «Вінницька» і встановленням АТ 2 750/330 кВ на ПС 750 кВ «Вінницька»	Не забезпечення роботи ДнГАЕС в нормальній схемі для чотирьох ГА (четвертий ГА будується).
24.	Будівництво другої ПЛ 330 кВ Дніпровська 750 - ВДГМК з реконструкцією ПС 330 кВ «ВДГМК», та встановленням другого АТ. Будівництво ПЛ 330 кВ ВДГМК – Кременчук.	Залишення схеми приєднання підстанції 330 кВ «ВДГМК» до електричних мереж, яка не відповідає вимогами Норм технологічного проектування енергетичних систем та електричних мереж 35 кВ і вище. Не забезпечення зростаючого навантаження енерговузла.
25.	Будівництво комірки 330 кВ на ПС 330 кВ «Мелітопольська» для приєднання ПЛ 330 кВ Запорізька ВЕС	Не виконання НЕК «Укренерго» взятих на себе зобов'язань згідно з договором про приєднання.
26.	Будівництво ПС 750 кВ «Приморська» із заходами ПЛ 750-330 кВ	Не повне вирішення проблеми живлення Одеського регіону, зокрема щодо залежності від режимів роботи Молдавської ДРЕС. Не забезпечення безпеки постачання регіону.
27.	Будівництво ПЛ 750 кВ Приморська - Каховська	Не забезпечення взаємного резервування між ПС 750 кВ «Приморська» і «Каховська».
28.	Реконструкція ПС 220 кВ «Центроліт» з переденням на номінальну напругу 330 кВ	Не забезпечення покриття зростаючого навантаження міста Одеса в умовах фактичної відсутності власних джерел гарантованих потужностей.
29.	Реконструкція ПС 330 кВ «Аджалик» із заміною двох АТ 330/110 кВ потужністю 125 МВА кожен на два АТ потужністю 200 МВА	Не покриття зростаючого навантаження споживачів, як наслідок обмеження споживання.



Аналіз ризиків при неповній реалізації запланованих рішень з розвитку системи передачі

№ п/п	Об'єкт будівництва	Можливий ризик неповної реалізації
30.	Нове будівництво ПС 330 кВ «Аквілон» із заходами ЛЕП 330 кВ у Херсонській області	Не виконання НЕК «Укренерго» взятих на себе зобов'язань згідно з договором про приєднання.
31.	Будівництво заходів ПЛ 750 кВ Західноукраїнська – Вінницька на Дністровську ГАЕС	Не можливість прийняття/видачі потужності Дністровської ГАЕС при введенні 5, 6 та 7 гідроагрегатів.
32.	Будівництво двокової ПЛ 330 кВ Хмельницька АЕС – Лісова - Київська	Не можливість забезпечення видачі потужності ХАЕС при вводі блоків №3 та № 4.
33.	Будівництво ПЛ 330 кВ Нововолинськ – Яворів з реконструкцією ПС 330 кВ «Нововолинськ» та ПС 330 кВ «Яворів»	В подальшому перевантаження одного АТ 750/330 кВ на ПС 750 кВ «Західноукраїнська» при відключенні другого, видачі потужності ВДЕ, а також не можливість здійснення надійного електропостачання існуючих та перспективних споживачів даного енерговузла та Львівського енерговузла для якого ПЛ стане третім джерелом живлення.
34.	Завершення будівництва ПС 330/110 кВ «Дрогобич» з ПЛ 330 кВ Західноукраїнська – Дрогобич	Подальший простій, старіння та руйнування вже існуючого обладнання ПС 330/110 кВ «Дрогобич» (добудована на близько 80%). Слід відзначити про труднощі реалізації добудови об'єкту, оскільки об'єкт перебуває у власності ПрАТ «Львівобленерго». Відсутність механізмів передачі об'єкту на баланс ОСП.
35.	Будівництво ПС 400 кВ «Ужгород» з заходами ПЛ 400 кВ Мукачеве - Капушани	Не забезпечення надійного електропостачання споживачів Закарпатської області. Не можливість економічного розвитку регіону з великим потенціалом, оскільки близько знаходяться ринки ЄС.
36.	Будівництво ПС 330 кВ «Східна» з заходами ПЛ 330 кВ Київська ТЕЦ-5 – Броварська	В майбутньому не забезпечення надійного живлення існуючих та перспективних споживачів Бориспільського і Броварського району Київської області та Лівобережної частини м. Києва, економіка та відповідно споживання електроенергії котрих ростуть швидкими темпами.
37.	Будівництво ПС 330 кВ «Новоград-Волинська» із заходами ПЛ 330 кВ Хмельницька АЕС-Лісова	Не забезпечення електропостачання Новоград-Волинського енерговузла, при умові динамічної розбудови промислово-логістичного центру поблизу м. Новоград-Волинський, як передбачається місцевою адміністрацією
38.	Будівництво заходів ПЛ 330 кВ Канівська ГЕС - Поляна, ПЛ 330 кВ Канівська ГАЕС - Білоцерківська та Канівська ГАЕС - Тальне	Не забезпечення закачки/видачі потужності Канівської ГАЕС у складі чотирьох ГА потужністю 250 МВт кожен (насосний режим).
39.	Будівництво ПЛ 330 кВ Придніпровська ТЕС - Лівобережна з ПС 330 кВ «Лівобережна»	Не забезпечення електропостачання споживачів лівобережної частини міста Дніпро за умови стрімкого росту навантаження в даному енерговузлі.
40.	Будівництво ПС 330 кВ «Вузлова» із заходами ПЛ 330 кВ Придніпровська ТЕС -	Не забезпечення електропостачання споживачів південних районів міста Дніпро за умови стрімкого росту навантаження в даному енерговузлі.



Аналіз ризиків при неповній реалізації запланованих рішень з розвитку системи передачі

№ п/п	Об'єкт будівництва	Можливий ризик неповної реалізації
41.	Першотравнева Розширення ПС 500 кВ «Кремінська» з побудовою мереж 330 кВ	Залишення схеми приєднання до мережі 330 кВ ПС 330 кВ «Куп'янськ», що не відповідає вимогам нормативних документів. Не надійне електропостачання куп'янського енерговузла в умовах припинення паралельної роботи з енергосистемою РФ.
42.	Будівництво ПЛ 330 кВ Курахівська ТЕС – Білицька	Необхідність розвантаження Курахівської ТЕС в ремонтно-аварійних режимах в умовах відключених двох ПЛ 330 кВ Курахівська ТЕС – Чайкіне (знаходиться на НКТ). Ризики неможливості інтеграції ОЕС України у ENTSO-E.



Розділ 6 Система передачі майбутнього

- 6.1. Інтеграція ОЕС України з мережею континентальної Європи (ENTSO-E)**
- 6.2. Європейський вектор розвитку системи передачі**
- 6.3. Перспективні напрямки розвитку системи передачі, з огляду на світові тенденції**



6.1 Інтеграція ОЕС України з мережею континентальної Європи (ENTSO-E)

Розширення синхронної зони енергетичної системи континентальної Європи ENTSO-E за рахунок приєднання ОЕС України є складовою забезпечення інтеграції ринків електроенергії України у внутрішній енергетичний ринок Європейського Союзу, який включає 41 системного оператора та 34 країни-учасниці.

Домовленість про це зафіксовано у Меморандумі між Україною та ЄС про порозуміння щодо співробітництва в енергетичній галузі, укладеному 1 грудня 2005 року.

На сьогоднішній день ОЕС України працює в складі енергооб'єднання IPS/UPS, до складу якого входять країни СНД і Балтії. Перехід до складу ENTSO-E означає розрив зв'язків з системою IPS/UPS та встановлення режиму паралельної роботи з країнами ENTSO-E, Польщею, Словаччиною, Румунією, Угорщиною.

Налагодження паралельної роботи з потужною енергосистемою Європи дозволить провести переорієнтацію управління ОЕС України на європейський вектор розвитку, значно підвищити ефективність та надійність роботи енергосистеми, відокремити енергосистему нашої країни від швидко старіючої енергосистеми Російської Федерації. Це також дозволить налагодити експорт електроенергії до Європи, в т.ч. за рахунок збільшення виробництва більш дешевої та чистої енергії з українських АЕС. Відтак, наразі українська енергетика досягла чергового результату на шляху забезпечення інтеграції української енергосистеми до енергосистем європейських країн ENTSO-E. Під час Генеральної Асамблеї об'єднання операторів систем передачі електроенергії ENTSO-E, що проходила 28 червня 2017 року в Брюсселі, була підписана Угода про умови майбутнього приєднання енергетичної системи України з енергосистемою континентальної Європи (AGREEMENT ON THE CONDITIONS OF THE FUTURE INTERCONNECTION OF THE POWER SYSTEM OF UKRAINE WITH THE POWER SYSTEM OF CONTINENTAL EUROPE).

Підписання цієї Угоди стало результатом багаторічної праці в напрямку забезпечення можливості інтеграції. Адже заявка на розширення синхронної зони ENTSO-E за рахунок вступу до неї ОЕС України та ЄС Молдови була подана та прийнята керуючими органами європейської асоціації системних операторів ще у 2006 році. Величезну допомогу в цьому процесі було отримано від румунського системного оператора – компанії Transelectrica, яка виступила в ролі подавача цієї заявки (відповідно до регламенту подавачем заявки може бути тільки дійсний член ENTSO-E). Ця ж компанія в подальшому стала локомотивом реалізації Проєкту приєднання України та Молдови до електричної системи ENTSO-E - того регламентованого процесу, який на сьогоднішній день дозволив досягти результату – підписання Угоди про умови майбутнього приєднання енергетичної системи України з енергосистемою континентальної Європи.

Починаючи з 2014 року була виконана та завершена у 2016 році значна робота щодо реалізації проєкту «Дослідження можливості синхронного об'єднання Української та Молдовської енергосистем з континентальною європейською енергосистемою ENTSO-E», яка є першим етапом Проєкту приєднання України та Молдови до електричної системи ENTSO-E, та результати якої лягли в основу Угоди про приєднання. Дослідження виконувалися Консорціумом системних операторів ENTSO-E в тісній співпраці з системними операторами України та Молдови – компаніями НЕК «Укренерго» до ДП «Молделектрика». В результаті проведеної роботи 10 лютого 2016 року відбулося засідання Регіональної групи ENTSO-E «Континентальна Європа» (RG CE), на якому було затверджено формальний остаточний висновок «Техніко-економічне обґрунтування синхронного об'єднання української і молдовської енергосистем з континентальною європейською енергосистемою ENTSO-E».



Інтеграція ОЕС України з мережею континентальної Європи (ENTSO-E)

24 травня 2016 року в м. Кишинів (Республіка Молдова) відбулась зустріч, що присвячена презентації результатів проекту «Дослідження умов синхронізації енергосистем України та Молдови з європейською енергетичною системою ENTSO-E», підготовлених Консорціумом європейських системних операторів. В кінці зустрічі було підведено підсумки, в результаті яких було зазначено, що відсутні принципові перепони, що вказують на неможливість переходу на синхронну роботу ОЕС України з енергооб'єднанням ENTSO-E, однак є деякі зауваження, які надалі потребують усунення.

15 червня 2016 року, під час пленарного засідання Регіональної групи Континентальної Європи ENTSO-E (надалі RG CE), була створена Проектна група PG UA/MD з експертів від європейських системних операторів, яка підготувала Угоду про приєднання.

Підписавши зазначену Угоду, українська сторона взяла на себе зобов'язання забезпечити виконання європейських умов та вимог для забезпечення можливості синхронної роботи. Реалізація положень Угоди є наступним кроком в реалізації проекту приєднання України та Молдови до електричної системи ENTSO-E, здійснити який планується протягом наступних 5 років.

Задля цього компанією Укренерго розроблено План заходів щодо синхронізації Об'єднаної енергетичної системи України з об'єднанням енергетичних систем країн ЄС. Уряд затвердив (розпорядження КМУ № 1097р від 27.12.2018) План заходів щодо синхронізації об'єднаної енергетичної системи України з об'єднанням енергетичних систем держав — членів Європейського Союзу.

Метою Плану заходів є створення організаційних, технічних та правових умов, спрямованих на забезпечення можливості успішного включення ОЕС України до синхронної зони континентальної Європи (енергетичної системи ENTSO-E) та подальшого забезпечення їх синхронної роботи. Створення Плану заходів та його подальша реалізація відповідає прийнятому загальнодержавному курсу інтеграції України до Європейського Союзу, де одним з кроків визначено необхідність розвитку паливно-енергетичного комплексу України шляхом інтеграції ОЕС України до енергосистеми ENTSO-E.

Основними завданнями розробки Плану заходів були:

- Аналіз існуючого технічного стану основних об'єктів ОЕС України з точки зору їх відповідності основним технічним вимогам, принципам експлуатації енергосистем та правилам для операторів систем передачі в континентальній Європі;
- Аналіз можливості спільної скоординованої роботи ОЕС України з енергосистемами ENTSO-E з виконанням правил та рекомендацій із забезпечення експлуатаційної безпеки;
- Аналіз та оцінка ступеню відповідності технічних правил, що діють в ОЕС України, основним європейським технічним правилам і стандартам щодо безпечної та скоординованої експлуатації енергосистем та їх об'єднань.
- Аналіз бачення і пропозицій європейської сторони та формування спільної позиції щодо переліку технічних заходів, виконання яких українською стороною на об'єктах та в системоутворюючій мережі ОЕС України є обов'язково необхідними для створення передумов забезпечення синхронної роботи;
- Підготовка переліку та впровадження технічних заходів, реалізація яких на об'єктах та в системоутворюючій мережі ОЕС України носить пріоритетний (першочерговий) характер для створення передумов здійсненності та можливості паралельної роботи ОЕС України з ENTSO-E.

Заходи з розвитку системи постачання заплановані Планом заходів наведено в табл.6.1.



Інтеграція ОЕС України з мережею континентальної Європи (ENTSO-E)

Таблиця 6.1 – Реалізація Плану заходів щодо синхронізації Об'єднаної енергетичної системи України з об'єднанням енергетичних систем країн ЄС, в частині розвитку системи передачі.

№ з/п	Найменування заходу	Відповідальні виконавці	Строк виконання	Стан виконання
1.	Проведення досліджень усталених режимів роботи, статичної та динамічної стійкості об'єднаної енергетичної системи України в режимі паралельної роботи з об'єднанням енергетичних систем держав — членів Європейського Союзу	Міненерговугілля НКРЕКП (за згодою) НЕК «Укренерго» (за згодою) ДП «НАЕК Енергоатом» (за згодою) ПрАТ «Укргідроенерго» (за згодою) енергогенеруючі компанії теплових електростанцій (за згодою)	2019 рік	Дослідження виконуються Консорціумом TSO ENTSO-E - консультантом з виконання досліджень. Укренерго забезпечує на їх запит збір та надання необхідних даних для виконання додаткових досліджень згідно додатку до Угоди про умови майбутнього приєднання ОЕС України та Молдови до ENTSO-E: - параметрів систем регулювання енергоблоків та систем збудження генераторів електростанцій; - збір, аналіз та передача необхідної інформації щодо фактичних режимів ОЕС України в поточних умовах роботи та регулювання сальдо-перетоку ОЕС України з енергооб'єднанням країн СНД та Балтії; - збір, аналіз та передача інформації з пристроїв WAMS щодо аварійних режимів роботи, що мали місце в ОЕС України. Підготовлено фіналізований проєкт «Terms of Reference - Steady state calculations for a synchronous interconnection of the grids of Continental Europe and Ukraine/Moldova using the present network». Підготовлено дані мережевої моделі ОЕС України в форматі PSS/E для розрахунків сценаріїв 2020 та 2030 років. - сервісний контракт підписано ПрАТ «НЕК «Укренерго». На сьогоднішній день очікується підписання сервісного контракту з боку Консорціуму TSO ENTSO-E. Дослідження будуть завершені в другій половині 2020 року
2.	Забезпечення виконання	Міненерговугілля	2020 рік	Виконання програми



Інтеграція ОЕС України з мережею континентальної Європи (ENTSO-E)

№ з/п	Найменування заходу	Відповідальні виконавці	Строк виконання	Стан виконання
	програми з відновлення працездатності шунтуючих реакторів 750 кВ на об'єктах об'єднаної енергетичної системи України для забезпечення регулювання реактивної потужності (державні підприємства НЕК «Укренерго» — 13 фаз, «НАЕК «Енергоатом» — 8 фаз)	НКРЕКП (за згодою) НЕК «Укренерго» (за згодою) ДП «НАЕК «Енергоатом» (за згодою)		НЕК «Укренерго» з придбання, встановлення та переміщення шунтуючих реакторів 750 кВ знаходиться в стадії завершення.
3.	Переналаштування системи захисту (автоматичного частотного розвантаження — частотного автоматичного повторного ввімкнення) об'єднаної енергетичної системи України у разі зниження частоти для адаптації до вимог ENTSO-E	Міненерговугілля НКРЕКП (за згодою) НЕК «Укренерго» (за згодою) оператори системи розподілу (за згодою)	—“—	Робочою групою при Міністерстві енергетики України розглянуто нормативний документ «Правила застосування системної протиаварійної автоматики запобігання ліквідації небезпечного зниження частоти в енергосистемах» та надано на розгляд в НКРЕКП.
4.	Встановлення обладнання та програмного забезпечення системи моніторингу перехідних режимів	Міненерговугілля, НКРЕКП (за згодою), НЕК «Укренерго» (за згодою), Державне підприємство «НАЕК «Енергоатом» (за згодою)	2020 рік	В рамках другого Проєкту з передачі електроенергії (ППЕ-2) пакетом «Системи моніторингу та контролю для впровадження технологій розумних мереж» передбачено реалізацію першої черги системи WAMS. Зокрема, встановлення РМУ на 40 підстанціях, на всіх блоках АЕС, ТЕС, ГЕС, ГАЕС, на всіх існуючих та потенційних ВЕС (від 10 МВт) та СЕС (від 5 МВт). Розкриття тендерних пропозицій відбулося, відбувається оцінка отриманих тендерних пропозицій на відповідність технічному завданню.



Інтеграція ОЕС України з мережею континентальної Європи (ENTSO-E)

№ з/п	Найменування заходу	Відповідальні виконавці	Строк виконання	Стан виконання
5.	Організація основних каналів передачі диспетчерсько-технологічної інформації	Міненерговугілля, НКРЕКП (за згодою), НЕК «Укренерго» (за згодою)	2020 рік	Роботи виконуються. На момент верстання Плану розвитку існують прямі диспетчерські канали зв'язку між ДП РДЦ Західного регіону та сусідніми СО.
6.	Модернізація програмного та апаратного забезпечення диспетчерського управління і збору даних	Міненерговугілля, НКРЕКП (за згодою), НЕК «Укренерго» (за згодою)	2021 рік	Роботи виконуються. У зв'язку з необхідністю впровадження нового алгоритму розрахунків критерію безпеки n-1 на теперішній час проводиться закупівля нової системи SCADA/EMS. Крім того, здійснюється впровадження нових програмних модулів.
7.	Налагодження каналів зв'язку, диспетчерського управління і збору даних та забезпечення необхідними технічними засобами запасного диспетчерського пункту об'єднаної енергетичної системи України	Міненерговугілля, НКРЕКП (за згодою), НЕК «Укренерго» (за згодою)	2022 рік	Роботи розпочато в 2019 році.
8.	Будівництво мереж електропередачі:			
	Повітряна лінія 330 кВ «Курахівська ТЕС – Білицька»	Міненерговугілля, НКРЕКП (за згодою), НЕК «Укренерго» (за згодою)	2021 рік	Роботи розпочато. Завдання на проектування будівництва затверджене 19.07.2018. Виконується проектування. Термін будівництва 2018-2022 роки (Розділ 5, пункт 5.3.1.66, пункт 5.1 таб. 5.4.1)
	Повітряна лінія 330 кВ «Куп'янськ – Кремінська» з використанням частки повітряної лінії 500 кВ «Донська – Донбаська»	Міненерговугілля, НКРЕКП (за згодою), НЕК «Укренерго» (за згодою)	2021 рік	Роботи розпочато. Завдання на проектування будівництва затверджене 27.07.2018. Виконується ТЕО. (Розділ 5, пункт 5.3.1.91, пункт 6.4 таб. 5.4.1)
	Підстанція 330 кВ «Слобожанська» із заходами повітряної лінії 330 кВ	Міненерговугілля, НКРЕКП (за згодою), НЕК «Укренерго» (за згодою)	2021 рік	Роботи розпочато. Виконано стадію ТЕО ПҚД на будівництво ПС 330 кВ "Слобожанська" із заходами ПЛ 330 кВ. Готуються матеріали для визначення підрядної організації на проектування (стадія "П" і "Р") та будівництво.



Інтеграція ОЕС України з мережею континентальної Європи (ENTSO-E)

№ з/п	Найменування заходу	Відповідальні виконавці	Строк виконання	Стан виконання
				Термін будівництва 2016-2023 роки (Розділ 5, пункт 5.3.1.88, пункт 6.1 таб. 5.4.1)
	Відновлення експлуатації міждержавних повітряних ліній об'єднаної енергетичної системи Україна — ENTSO-E: повітряна лінія 750 кВ «Южно-Українська АЕС — Ісакча». повітряна лінія 220 кВ «Львів — Стрий».	Міненерговугілля, НКРЕКП (за згодою), НЕК «Укренерго» (за згодою)	2022 рік	Роботи виконуються. ПЛ-220 кВ Львів - Стрий під робочою напругою (реконструкції/технічного переоснащення не потребує).

План заходів включає в себе наступні аспекти:

1. Розвиток системоутворюючої мережі. визначені об'єкти (лінії, підстанції), будівництво або модернізація яких дозволить в повному обсязі виконувати критерій надійності N-1 та забезпечити надійне постачання електроенергії українським споживачам в умовах відокремлення від енергосистем, що не є членами ENTSO-E.
2. Модернізація генеруючого обладнання. Необхідно провести реконструкції на визначених енергоблоках та електростанціях ТЕС, АЕС та ГЕС для забезпечення умов регулювання як частоти та активної потужності, так і напруги.
3. Створення системи моніторингу перехідних режимів (СМНР) ОЕС України. Це дозволить підвищити ступінь спостережності за режимами роботи енергосистеми та надасть можливість виконання відповідних розрахунків для планування режимів її роботи.
4. Організація основних каналів передачі диспетчерсько-технологічної інформації. Побудова відповідних каналів зв'язку (ВОЛЗ) дозволить забезпечити необхідний рівень керованості енергосистемою та обміну даними.
5. Створення ринкових правил та договірних відносин між учасниками ринку на передачу електроенергії системою передачі, диспетчеризацію, закупівлю та використання резервів, компенсацію небалансів.
6. Нормативне забезпечення виконання вимог посібника з експлуатації ENTSO-E. Це розробка і впровадження нормативних механізмів угод і процедур як роботи української енергосистеми, так і її взаємодії та скоординованості роботи з іншими енергосистемами. Synchronous Area Framework Agreement» (далі SAFA) – рамкова угода синхронної області.

Предметом SAFA є забезпечення правової основи керування системними операторами своїми мережами із забезпеченням операційної безпеки всього енергооб'єднання Континентальної Європи з дотриманням вимог європейських мережеских кодексів.

SAFA складається з основної частини та переліку 11 додатків. Зокрема, в додатках 1-6 представлені Policies (перекласти можна як «Політики» або «Керівні принципи», якщо врахувати структуру документів) з таких тематик:



Інтеграція ОЕС України з мережею континентальної Європи (ENTSO-E)

Policy on Load-Frequency Control and Reserves (Регулювання частоти, потужності та резерви);
Policy on Scheduling (Планування графіків обміну);
Policy on Accounting and Settlement (Облік обміну та розрахунок відхилень);
Policy on Coordinated Operational Planning (Кoordинація операційного планування);
Policy on Emergency and Restoration (аварійні ситуації та відновлення енергосистеми);
Policy on Data Exchange (Обмін даними).

Документи структуровані на 4 частини: А (включає вимоги кодексів, що затверджені національними регулюючими органами – NRA), В (вимоги чинного законодавства, які не підлягають затвердженню NRA), С (вимоги, запропоновані Сторонами на добровільній основі з метою подальшого зміцнення цілей SAFA) та D (узгоджені Винятки та Відхилення від вимог для окремих Сторін).

Для сторін угоди, які є членами ENTSO-E, але не є членами ЄС (це системні оператори країни західних Балкан та Швейцарія), передбачені певні «пільги» у строках та об'ємах виконання вимог. Це пов'язано з необхідністю приведення у відповідність місцевого законодавства до європейських директив.

Перспектива заміщення Operation Handbook новою угодою SAFA створює необхідність адаптування вимог Каталогу заходів. Технічна суть кардинально не зміниться, але організаційно оновлення документу дозволить визначити реальний рівень імплементації та скорегувати зусилля за напрямками. До того ж, стаття 13 Керівництва з експлуатації системи спонукає операторів ENTSO-E укласти експлуатаційні угоди з ОСП третьої країни, якщо ті перебувають в їх синхронній зоні. В випадку України, це «острів БуТЕС», який працює у складі Польського блоку регулювання та електрично зв'язаний з мережами ОСП Словаччини, Угорщини та Румунії.

7. Виконання досліджень динамічної стійкості. Розрахунки повинні виконуватися на регулярній основі. Повинні показати, який поточний стан має енергосистема, та підтвердити, що впровадження технічних заходів дозволить забезпечити необхідний результат в частині динамічної стійкості та непогіршення режимів роботи енергосистем ENTSO-E після синхронного підключення ОЕС України.
8. Розрахунки статичної стійкості з використанням моделі існуючої мережі.
9. Тестова ізольована робота. Робота ОЕС України в «острівному» режимі з відокремленням від мереж країн, що не є членами ENTSO-E. Перевірка готовності ОЕС України до пробної синхронної роботи з ENTSO-E.
10. Пробна синхронна робота з ENTSO-E.

За умови виконання Каталогу вимог ОЕС України зможе інтегруватися до ENTSO-E вже у 2023-2024 роках.

Наразі розпочато роботу щодо проектування та будівництва наступних об'єктів магістральних мереж, що дозволять здійснити синхронізацію Об'єднаної енергетичної системи України з об'єднанням енергетичних систем країн ЄС, а саме:

1. Будівництво ПС 330 кВ «Слобожанська» із заходами ПЛ 330 кВ Залютине - Суми та Зміївська ТЕС- Белгород, яке необхідне для забезпечення:
 - підвищення надійності електропостачання споживачів м. Харків та Харківської області шляхом утворення нормально замкнутої кільцевої схеми мережі 330 кВ та забезпечення статичної стійкості і



Інтеграція ОЕС України з мережею континентальної Європи (ENTSO-E)

належної якості електричної енергії з урахуванням існуючих тенденцій щодо роботи енергоблоків Харківської ТЕЦ-5 переважно в опалювальний період;

- можливість відокремленої роботи ОЕС України від ЄЕС Російської Федерації;
- сталого електрозабезпечення існуючих та перспективних споживачів регіону в умовах недоцільності подальшого нарощення автотрансформаторної потужності існуючих об'єктів системи передачі (наразі на існуючих ПС 330 кВ встановлено по 3-4 автотрансформатори потужністю 200 МВА);
 - можливості реконструкції ПС "Харківська" та "Залютино", ВРП 330 кВ яких виконано по ненормативним схемам, та дотримання критеріїв надійності та сталості електропостачання споживачів у відповідних ремонтних схемах;
 - зменшення втрат електричної енергії, які виникають через необхідність її передачі по розподільчій електричній мережі значної протяжності і, як наслідок, підвищення економічності роботи електричної мережі.

НЕК «Укренерго» у 2014-2015 роках виконано техніко-економічне обґрунтування вибору варіанту розташування ПС 330 кВ "Слобожанська" та трас заходів ПЛ 330 кВ, які забезпечуватимуть оптимальний розвиток Харківського енерговузла з дотриманням нормативів надійності та якості, урахуванням екологічних та соціальних вимог, а також економічних показників.

Передбачається будівництво ПС 330/110 кВ з двома автотрансформаторами потужністю по 200 МВА кожен та заходами ПЛ 330 кВ Залютине - Суми та Зміївська ТЕС- Белгород протяжністю близько 94 км. Тривають проєктні роботи, реалізація проєкту передбачається в 2021-2022 роках.

2. Будівництво ПЛ 330 кВ Курахівська ТЕС – Білицька.

В довоєнний період транзити 110 кВ між Курахівською ТЕС та ПС 330 кВ «Білицька» були замкнуті. В існуючій нормальній схемі дані транзити розімкнуті. Внаслідок дефіцитності Білицького енерговузла та втрати зв'язків замикання даних транзитів супроводжується їх перевантаженням. При цьому, необхідно відмітити, що перевантаження транзитів фактично не залежить від величини генерації енергоблоків (№ 3 та № 4), приєднаних до шин 110 кВ Курахівської ТЕС.

При відключенні блоку з двох АТ 330/110 кВ на Курахівській ТЕС ПЛ 110 кВ в напрямку ПС 330 кВ «Іванівка» та ПС 110 кВ «Новотроїцька» не перевантажуються при генерації блоків № 3 та № 4 на рівні 310 МВт. При номінальному завантаженні блоків вказані лінії перевантажуються.

Електропостачання Білицького енерговузла здійснюється двома ПЛ 330 кВ Центральна – Білицька та Павлоградська – Білицька. Відключення однієї ПЛ 330 кВ не порушує умов електропостачання споживачів Білицького енерговузла. Для забезпечення електропостачання Білицького енерговузла при відключенні двох ПЛ 330 кВ необхідне замикання зв'язків 110 кВ з Курахівською ТЕС та часткове обмеження споживачів для уникнення перевантаження вказаних зв'язків 110 кВ. Враховуючи, що споживачі Білицького енерговузла переважно є висококатегорійними, питання надійного електропостачання даного енерговузла є актуальним.

Також проєкт необхідний для можливості інтеграції ОЕС України у ENTSO-E. Наразі здійснюється розробка передпроєктної роботи будівництва даного об'єкту з визначенням вартості реалізації.

3. Повітряна лінія 330 кВ «Куп'янськ — Кремінська» з використанням частки повітряної лінії 500 кВ «Донська — Донбаська».

Аналіз можливості спільної видачі потужності Луганською (470 МВт), Вуглегірською (690 МВт) та Курахівською (1173 МВт) ТЕС показав наступне. Так, при відключенні ПЛ 330 кВ Донбаська –



Інтеграція ОЕС України з мережею континентальної Європи (ENTSO-E)

Слов'янська ТЕС має місце перевантаження ПЛ 330 кВ Запорізька750 – Дніпро 330, ПЛ 110 кВ Рубіжне – Сватове та Ювілейна – Сватове. Будівництво ПЛ 330 кВ Курахівська ТЕС – Білицька (два проводи в фазі марки АС-500) забезпечує часткове зняття обмежень на видачу потужності розглянутих ТЕС. Проте зберігається перевантаження мережі 110 кВ в районі Лисичанського енерговузла, що обумовлене транзитом потужності від ПС «Донбаська» до ПС «Куп'янськ» через Лисичанський енерговузол. Тобто в основі вирішення проблеми є створення зв'язків між дефіцитними та надлишковими районами. Перевантаження мережі 110 кВ обумовлює обмеження генерації Луганської ТЕС до значення 340 МВт.

Зняття обмеження на видавання потужності електростанції забезпечується подальшим розвитком мереж. Актуальним наступним кроком є створення зв'язку між ПС «Кремінська» та ПС «Куп'янськ». Будівництво ПЛ 330 кВ Донбаська – Кремінська – Куп'янська на основі ПЛ 500 кВ Донбаська – Кремінська та Кремінська – Донська створює зв'язок, що шунтує ПЛ 330 кВ Донбаська – Слов'янська ТЕС. Нормальний режим з ПЛ 330 кВ Донбаська – Кремінська – Куп'янська.

4. Протягом останніх 10 років неодноразово здійснювалися спроби щодо реалізації проектів відновлення роботи ПЛ 750 кВ Южноукраїнська АЕС – Ісакча (шляхом утворення міжнародних консорціумів: Південна енергетична компанія, IVG, тощо). При цьому, основними факторами, що в цілому негативно впливали на економіку проекту відновлення роботи ПЛ, були значна вартість відновлювальних робіт (близько 350-400 млн. євро) та неможливість експлуатації відповідної інфраструктури в синхронному режимі з країнами Європейського Союзу, які інтегрувалися в європейську континентальну енергосистему ENTSO-E, що потребувало додаткового встановлення вставок постійного струму (до трьох комплектів орієнтовною вартістю 150 млн. євро кожний).

В рамках досліджень процесів інтеграції електричних мереж та ринків електричної енергії країн причорноморського регіону, що здійснюються за підтримки USEA, було зроблено висновок про доцільність відновлення ПЛ 750 кВ Южноукраїнська АЕС – Ісакча в двоколовому виконанні на класі напруги 400 кВ (напруга 750 кВ є нетиповою для мереж ENTSO-E).

Крім того, за результатами Дослідження можливості синхронного об'єднання української та молдовської енергосистеми з європейською континентальною енергосистемою ENTSO-E було визначено ряд критичних елементів мережі ОЕС України (ПЛ 110 кВ Вулканешти – Болград, ПЛ 330 кВ МолдДРЕС – Усатове), які обмежують обмін електричної енергії в синхронному режимі на величині до 2000 МВт (в режимі імпорту). В той же час, відновлення роботи ПЛ 750 кВ Южноукраїнська АЕС – Ісакча, навіть на класі напруги 400 кВ, збільшує можливості щодо обміну електричної енергії (орієнтовно на величину до 1200 МВт) між європейською та українською енергосистемами.

За результатами проведених робочих зустрічей з представниками румунського системного оператора Transelectrica було обговорено можливість відновлення роботи ПЛ 750 кВ Южноукраїнська АЕС – Ісакча на класі напруги 400 кВ, а також отримано відповідний лист підтримки щодо надання зазначеній ініціативі статусу «проекту спільного інтересу», що може бути реалізований за підтримки Енергетичного співтовариства.

З точки зору НЕК «Укренерго», правильна побудова конфігурації електричної мережі при відновленні роботи ПЛ 750 кВ Южноукраїнська АЕС – Ісакча на класі напруги 400 кВ може суттєво покращити безпеку постачання електричної енергії споживачів південного регіону ОЕС України, технологічні можливості мережі для збільшення виробітку відновлювальних джерел енергії в ОЕС України та ЕС Молдови, а також зростання можливостей щодо обміну електричною енергією з ENTSO-E.



Інтеграція ОЕС України з мережею континентальної Європи (ENTSO-E)

Проект має лист підтримки з боку румунського оператора системи передачі Transelectrica.

22 травня 2018 року у ході 4-ї зустрічі робочої групи з відбору проектів РЕСІ/РМІ (електроенергетика), яка відбулась у м. Відень (Республіка Австрія), зазначений проект було включено до попереднього переліку проектів РМІ. 26 травня 2020 року були проведені переговори ОСП України та румунії, за якими протокольним рішенням було підтверджено доцільність реалізації проекту, як проекту спільного інтересу. Остаточне рішення Ради Міністрів Енергетичного Співтовариства щодо включення зазначеного проекту до переліку проектів РМІ очікується також в 2020 році.

Відновлення двокової ПЛ 220 кВ Львів Південна – Стрий.

Наразі ПЛ знаходиться в задовільному робочому стані (відключені від шин ПС 220 кВ Стрий) і готові бути включені в роботу.



6.2 Європейський вектор розвитку системи передачі

Реалізація «Плану заходів щодо синхронізації об'єднаної енергетичної системи України з об'єднанням енергетичних систем держав — членів Європейського Союзу» є важливою складовою щодо можливості ефективного забезпечення балансової надійності роботи вітчизняної енергосистеми у перспективі.

В 2018 році було розроблено та підписано Експлуатаційну угоду між НЕК «Укренерго» та ДП «Молделектрика» про створення блоку регулювання в складі енергосистем України та Молдови.

05.08.2019 р. НЕК «Укренерго» і оператор системи передачі (ОСП) Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE) уклали договір про постачання електроенергії в рамках аварійної взаємодопомоги. Це перший подібний документ, підписаний «Укренерго» з ОСП, який є членом ENTSO-E. Укладання договорів про аварійну взаємодопомогу з прикордонними країнами передбачено загальними правилами ENTSO-E для створення додаткових резервних механізмів, що допомагають забезпечувати надійність функціонування енергосистем. Договір між «Укренерго» та PSE регламентує обмін електроенергією між ОСП для запобігання або усунення надзвичайних ситуацій в енергосистемах, визначає його механізми та процедуру, умови надання допомоги тощо. Він передбачає поставки електроенергії в аварійних ситуаціях по міждержавній ПЛ 220 кВ Добротвір-Замость.

04.09.2019 р. НЕК «Укренерго» та угорський оператор системи передачі MAVIR підписали нову Експлуатаційну угоду про управління системою та мережею. Документ встановлює правила та вимоги щодо взаємодії між ОСП під час паралельної роботи енергосистем. Підписання нової угоди було обумовлено необхідністю відобразити щорічні зміни в топології угорської мережі, а також нові вимоги законодавства ЄС, які з'явилися після набуття чинності новими мережевими кодексами ENTSO-E та укладання Рамкової угоди про управління системою між ОСП ENTSO-E. Ці документи визначають нові стандарти та вимоги до синхронної роботи областей регулювання та процедури взаємодії між операторами систем передачі. З листопада 2019 р. за домовленістю між «Укренерго» та словацьким оператором «SEPS» було збільшено обсяг доступної пропускної спроможності міждержавних перетинів (Net Transfer Capacity — NTC) між Україною та Словаччиною з 400 МВт до 600 МВт. Це дозволяє збільшити імпорт/експорт електроенергії зі/до Словаччини до/з торгової зони «острова Бурштинської ТЕС», що в свою чергу може підвищити конкуренцію виробників в «острові», а у майбутньому, після синхронізації з ENTSO-E, розширить можливості обміну електроенергією між Україною та Словаччиною.

Враховуючи зазначене вище, вже зараз системний оператор працює в напрямку розвитку міждержавних ліній.

Так, у грудні 2017 року у Відні на засіданні Групи Енергетичного Співтовариства щодо проєктів спільного інтересу (PECI/PMI проєкти) у сфері електроенергетики НЕК «Укренерго» представило на розгляд три проєкти для отримання статусу Проєкту спільного інтересу (Project of mutual interest). Проєкти стосуються розширення пропускної спроможності міждержавних повітряних ліній з європейськими країнами-сусідами - Словаччиною та Румунією.

Зокрема, статус проєктів PMI України та країн ЄС набули:

1. Проєкт модернізації повітряної лінії 400 кВ Мукачево - Вельке Капушани (Словаччина). Даний проєкт вже був визначений як Проєкт спільного інтересу (PMI) з розвитку європейської передавальної інфраструктури у 2016 році, однак в 2017 році НЕК «Укренерго» подало його повторно за вимогами Енергетичного Співтовариства. Проєкт також отримав підтримку з боку словацького системного



Європейський вектор розвитку системи передачі

оператора - SEPS. 21 червня 2017 року в Києві був підписаний Меморандум про взаєморозуміння між SEPS та НЕК Укренерго «Про намір підвищити пропускну здатність між енергосистемами Словаччини та України».

Після чого, SEPS було виконано двостороннє дослідження оновлення транскордонної ПЛ 400 кВ Мукачеве - Вельке Капушани, що було презентовано 27 липня 2018 року.

Зокрема дослідження складається з наступних розрахунків:

- узагальнення основних припущень дослідження;
- аналіз можливих підходів до розрахунків згідно визначеної методики;
- аналіз результатів розрахунку.

Розрахунки було виконано для 2022 року (зима максимум, літо максимум, літо мінімум).

Висновки техніко-економічних досліджень показують, що найоптимальнішим варіантом збільшення пропускну здатності інтерконектора є будівництво нової транскордонної лінії на цьому напрямку, а не модернізація вже існуючої.

2 жовтня 2018 року в Києві НЕК «Укренерго» в ході робочої зустрічі з представниками SEPS узгодило технічне рішення для збільшення пропускну спроможності міждержавного інтерконектора Україна— Словаччина. Згідно з домовленостями, враховуючи поточний стан існуючої ПЛ 400 кВ Мукачеве— Вельке Капушани (введена в експлуатацію в 1963 році) сторони дійшли висновку, що для успішної та ефективної реалізації проекту, з урахуванням інтересів європейських партнерів, доцільним буде збудувати нову ПЛ 400 кВ, що з'єднуватиме існуючі ПС 400 кВ «Мукачеве» та «Велке Капушани» в одноколовому варіанті з можливістю подальшої модернізації її до двоколової у разі збільшення обсягу міждержавних перетоків.

Також планується реконструкція ВРП 400 кВ на підстанції «Мукачеве» з метою заміни фізично та морально зношеного основного устаткування та забезпечення можливості приєднання додаткової ПЛ 400 кВ в напрямку ПС 400 кВ «Вельке Капушани». Зокрема, в 2020 році на ПС 400 кВ «Мукачеве» передбачається завершити заміну існуючого автотрансформатора (АТ-3) 400/220 кВ (1964 року встановлення), а також облаштування комплектного розподільчого пристрою з елегазовою ізоляцією 400 кВ. Експлуатацію існуючої ПЛ 400 кВ Мукачеве— Вельке Капушани буде продовжено до моменту введення в роботу нової ПЛ 400 кВ з огляду на план заходів Укренерго для синхронізації об'єднаної енергосистеми України з мережею ENTSO-E.

Проект передбачає збільшення пропускну спроможності інтерконектора Україна — Словаччина до 1000 МВт. На сьогодні використовується лише 400 МВт пропускну спроможності лінії. Реалізація проекту дозволить забезпечити розвиток ринків електричної енергії, як в Україні так і між Україною та європейськими країнами, що в свою чергу буде сприяти конкуренції на ринку електроенергії України з відповідним зниженням ціни на електроенергію для кінцевого споживача.

Проект отримав назву «Реконструкція ділянки ПЛ 400 кВ Мукачеве-Велке Капушани від ПС 400 кВ «Мукачеве» до держкордону на території Закарпатської області» з наступними основними характеристиками Термін будівництва 2018-2021 роки (Розділ 5, пункт 5.3.1.22, пункт 2.1 таб. 5.4.1) ПЛ 400 кВ – 51 км; об'єм необхідно фінансування: 518 тис.грн (орієнтовно).

Необхідні заходи в системі передачі для належної реалізації проекту:

1. Реконструкція ПС 400/220/110 кВ «Мукачеве». Установка групи однофазних автотрансформаторів 400/220/35 кВ АТ-4 з впровадженням прогресивних технологічних рішень Термін будівництва 2016-2020 роки (Розділ 5, пункт 5.3.1.23, пункт 2.2 таб. 5.4.1)



Європейський вектор розвитку системи передачі

- встановлення АТ 400 МВА;

- об'єм необхідно фінансування: 199442 тис. грн.

2. Реконструкція ПС 400 кВ «Мукачеве» з впровадженням АСКТП та заміною АТ.

- строки реалізації: 2020-2021 роки;

- АТ-3 ф А, АТ-3 ф В, АТ-3 ф С;

- об'єм необхідно фінансування: 448526 тис. грн. (Розділ 5, пункт 5.3.1.31, пункт 8.2.3 таб. 5.4.1)

Заходи в системі передачі, пов'язані з проектом:

1. Для забезпечення надійного електропостачання споживачів Закарпатської області передбачається будівництво ПС 400/110 кВ «Ужгород» з двома АТ потужністю 250 МВА кожен та заходами ПЛ 400 кВ Мукачеве – Капушани. Обсяги будівництва: АТ 400/110 кВ (2x250) МВА, ПЛ 400 кВ - 2x2 км (Розділ 5, пункт 5.3.1.27, пункт 2.6 таб. 5.4.1). Дозволить забезпечити можливість економічного розвитку регіону з великим потенціалом, оскільки близько знаходяться ринки ЄС. Реалізація проекту «Реконструкція ділянки ПЛ 400 кВ Мукачеве-Велке Капушани від ПС 400 кВ «Мукачеве» до ПЛ 400 кВ Мукачеве – Капушани. Дозволить забезпечити надійну «прив'язку» нової ПС 400/110 кВ «Ужгород» до ПЛ 400 кВ Мукачеве – Капушани.

2. Проект будівництва «крила» 400 кВ на підстанції 750/400 кВ «Приморська» (будівництво ПС передбачено в Розділі 5, пункт 5.3.1.61, пункт 4.7 таб. 5.4.1) з двоковою електролінією 400 кВ Приморська – Ісакча (Румунія) та встановленням АТ 750/400 кВ. Реалізація проекту збільшить потужність інтерконектора з Румунією до 1000-1200 МВт після 2026 року. Орієнтовна вартість української частини проекту 226 млн євро. Проект підтриманий також з боку румунського системного оператора Transelectrica. Окрім розширення пропускної спроможності транскордонних мереж у цьому напрямі, реалізація проекту також підвищить надійність електропостачання споживачів південних регіонів України та Молдови та зніме обмеження видачі потужності генерації з ВДЕ на півдні України та сході Румунії. Також реалізація проекту дозволить забезпечити подальший розвиток магістральних мереж, насамперед будівництва ПЛ 750 кВ Приморська – Каховська для забезпечення взаємного резервування між ПС 750 кВ «Приморська» і «Каховська». Наразі триває процес узгодження початку реалізації проекту.

Реалізація всіх двох проектів дозволить отримати максимальну потужність обміну електроенергією з країнами ЄС після синхронізації з ENTSO-E. За підрахунками НЕК «Укренерго» (Звіт з відповідності (достатності) генеруючих потужностей), при сприятливій, для вітчизняних виробників електричної енергії, кон'юнктурі цін на зовнішніх ринках експорт електричної енергії Україною може досягати до 14 млрд.кВт.год.

При цьому, інтеграція ОЕС України до електричної системи ENTSO-E та об'єднання ринків електроенергії створює нові можливості щодо експорту електроенергії до Європи, в т.ч. за рахунок збільшення виробництва більш дешевої та чистої енергії з українських АЕС, зокрема, в період паводку коли «надлишок» потужностей ГЕС зараз вимагає введення певних режимних обмежень на їх роботу в цей період. Європейський ринок електроенергії може бути досить привабливим і для інших виробників електроенергії України, зокрема, вугільних енергоблоків ТЕС. Поряд із цим, як відзначалось, цілком ймовірним є і импорт електроенергії.

12 вересня 2019 року НЕК «Укренерго» підписала Сервісний контракт з Консорціумом системних операторів ENTSO-E для дослідження можливості синхронного об'єднання енергосистеми України з ENTSO-E. В межах контракту передбачено створення спільної математичної моделі енергосистеми України та ENTSO-E та проведення досліджень динамічної та статичної стійкості енергосистем. Ці



Європейський вектор розвитку системи передачі

дослідження є невід'ємною складовою Угоди про умови майбутньої інтеграції енергосистеми України до ENTSO-E.

Підготовча робота для досліджень була розпочата в червні 2018 року: розроблені процедури, методики та програми випробувань, забезпечено фінансування їх проведення з боку USAID. У січні-квітні 2019 р. за участю спостерігачів від Проектної групи Україна/Молдова вже проведено випробування щодо автоматичного регулювання частоти й потужності та автоматичного регулювання збудження генераторів були проведені на 11 енергоблоках 8 електростанцій.

В межах Сервісного контракту на основі отриманих результатів випробувань, а також додаткових даних будуть створені математичні моделі енергосистеми для імітації її роботи в різних режимах. Це дозволить побачити реакцію енергосистеми на різні ситуації, показати, наскільки швидко вона відновлюється при виникненні збурень в системоутворюючій мережі тощо.

За результатами аналізу будуть сформовані висновки, які стануть основою для прийняття рішення про можливість синхронного об'єднання енергосистеми України з ENTSO-E або про необхідність виконання додаткових заходів.

Вартість досліджень – 2,2 млн євро, які фінансуватимуться за рахунок кредитних коштів Світового банку в межах Другого проєкту з передачі електроенергії (ППЕ-2). Завершити дослідження заплановано до кінця 2020 р.

Такі ж дослідження виконуватимуться для єдиного контрольного блоку регулювання Україна/Молдова і будуть проведені у молдовській енергосистемі в межах окремого контракту між Moldelectrica I.S. та Консорціуму.

Консорціум системних операторів ENTSO-E був створений у квітні 2019 р. за рішенням Регіональної групи ENTSO-E «Континентальна Європа». До його складу входять системні оператори Німеччини, Польщі, Словаччини, Угорщини, Румунії, Сербії.

Впровадження спеціальної протиаварійної автоматики відділення ОЕС України від енергосистеми ENTSO-E (System Protection Scheme або SPS)

Приєднання об'єднаної енергосистеми України до загальноєвропейської енергосистеми ENTSO E передбачає обов'язкове виконання спільних для всіх учасників відповідних регламентів, директив Європейського Співтовариства та вимог нормативних документів ENTSO-E.

Розділом III «System defence plan» регламенту Європейського Співтовариства EU 2017/2196 від 24.11.2017 «Впровадження Кодексу електричних мереж з надзвичайних ситуацій та відновлення» (COMMISSION REGULATION (EU) 2017/2196 of 24 November 2017 Establishing a network code on electricity emergency and restoration) встановлюються вимоги щодо плану захисту енергосистеми відповідного оператора системи передачі, розробка якого для України регулюється вимогами Кодексу системи передачі.

Підпунктом 5 статті 11 регламенту ЄС EU 2017/2196 від 24.11.2017 визначено, що складовою технічних та організаційних заходів плану захисту системи передачі є спеціальна протиаварійна автоматика (System Protection Scheme або SPS).

Наявність SPS, як складової частини плану захисту енергосистеми також передбачена «Технічними умовами і рекомендаціями для планів захисту в синхронній зоні Континентальної Європи» ENTSO-E (Technical background and recommendations for Defence Plans in the Continental Europe synchronous



Європейський вектор розвитку системи передачі

area). Зазначеними технічними умовами та рекомендаціями ENTSO-E передбачено, що дія спеціальної протиаварійної автоматики SPS скерована для мінімізації рідкісних але екстремальних надзвичайних ситуацій в енергосистемі ENTSO-E, запобігання загального краху енергосистеми та захисту систем локальних операторів передачі, зокрема шляхом автоматичного відділення від ENTSO E.

Відповідно до вимог регламенту Європейського Співтовариства EU 2017/1485 від 02.08.2017 року «Встановлення керівного положення щодо функціонування операторів систем передачі електроенергії» (COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 Establishing a guideline on electricity transmission system operation) системи спеціальної протиаварійної автоматики SPS локальних операторів систем передачі мають працювати злагоджено та має бути забезпечено узгоджений обмін їх параметрами в моделях енергосистем.

Таким чином впровадження спеціальної протиаварійної автоматики SPS в ОЕС України є однією з важливих умов приєднання до системи ENTSO-E та забезпечення безаварійної синхронної роботи у складі цього об'єднання в майбутньому.

Противарійна автоматика (ПА) перетину Україна – ENTSO-E призначена для виявлення небезпечних аварійних ситуацій та їх швидкого усунення з метою запобігання розвитку аварій, пов'язаних з порушенням стійкості, термічним переобтяженням обладнання, недопустимим зниженням напруги в мережі, які не дозволяють паралельну роботу енергосистем України та ENTSO-E.

З метою недопущення розвитку аварії дія ПА має здійснюватися з контролем попереднього режиму та дозовано на вимкнення ПЛ зв'язку між Україною та ENTSO-E:

- ПЛ 750 кВ «Західноукраїнська – Саболчбака»;
- ПЛ 750 кВ «ХАЕС – Жешув»;
- ПЛ 400 кВ «Мукачеве – Саболчбака»;
- ПЛ 400 кВ «Мукачеве – Капушани»;
- ПЛ 400 кВ «Мукачеве – Рошіорь»;
- ПЛ 400 кВ «Вулканешти – Ісакча»;
- ПЛ 220 кВ «Мукачеве – Тісальок»;
- ПЛ 220 кВ «Мукачеве – Кішварда»;

та інших ПЛ, що увійдуть до вказаного перетину.

ПА складається з наступних автоматик:

- централізований комплекс ПА типу автоматики запобігання порушення стійкості, який розташований на центральному диспетчерському пункті НЕК «Укренерго»;
- однотипних локальних автоматик, що вимірюють струми, напруги, потужності, кути вибігу на ПЛ перетину та встановлені на підстанціях.

В обсяг проектування входить виконання комплексу робіт з:

- створення розрахункової моделі існуючої мережі;
- моделювання та аналізу аварійних режимів роботи енергосистеми для ефективності та надійності роботи комплексу ПА;
- виявлення аварійних ситуацій в частині недопущення критичних перевантажень ПЛ, обладнання, а також ліквідації асинхронних режимів, що можуть виникати;
- розробка структури комплексу ПА;



Європейський вектор розвитку системи передачі

- розробки таблиць керуючих дій пристроїв ПА;
- визначення місць встановлення пристроїв ПА.

Орієнтовна вартість проектних робіт складає – 3 млн. грн. (без ПДВ)

При наявності на прикордонних об'єктах ОЕС України пристроїв визначення аварійних збурень та обладнання/каналів передачі аварійних параметрів і керуючих дій, вартість розробки та впровадження центрального комплексу ПА (обладнання, ПЗ, кабельна продукція, комплекс робіт) – 25 млн. грн. (без ПДВ). Остаточна вартість буде визначатись проектом.

Даний захід з орієнтовними обсягами фінансування по рокам відображено в п. 10., табл. 5.4.1. Розділу 5.4 Інформація про інвестиції в об'єкти системи передачі, із зазначенням прогнозних інвестицій, що мають бути здійснені протягом наступних десяти років, строків реалізації та джерел фінансування.

При формуванні даного проекту Плану розвитку були проаналізовані Плани розвитку систем передачі суміжних країн, а саме: РФ, Польщі, Словаччини, Угорщини, Румунії та Молдови.

Наразі тільки План розвитку системи передачі Словаччини (https://www.sepsas.sk/Dokumenty/ProgRozvoj/2018/08/DPR_PS_2018_2027_en.pdf) містить захід щодо розширення інтерконектора між Україною та Словаччиною: Проєкт модернізації повітряної лінії 400 кВ Мукачеве - Велке Капушани.



6.3 Перспективні напрямки розвитку системи передачі

Розумні мережі (Smart Grid)

Сьогодні способи передачі електроенергії базуються на принципах «одностороннього» зв'язку, розроблених багато десятиліть тому: електростанція направляє електрику до її споживачів. Однак, сучасним є такий напрямок мережного розвитку, коли мережа перестане бути централізованою і повинна буде підтримувати передачу енергії від СЕС, і енергії, що виробляється ВЕС. Тому її інфраструктура і керування повинні ставати все більш «розумними», щоб забезпечити розподіл енергії, отриманої з різних джерел. Мережі повинні вміти керувати передачею енергії та її споживанням, при чому, робити це в режимі реального часу, з максимальною ефективністю та на основі використання нових вимірювальних технологій.

Що ж стосується споживачів електроенергії, то житлові і комерційні будівлі часто і багато витрачають її даремно, а організації, які займаються експлуатацією таких будинків, не знають, скільки електрики споживається в кожний момент часу. Адже існуючі мережі не оснащені системою зворотного зв'язку та цифровими контролерами, які змогли б допомогти з розподілом енергії і дозволити заощадити її. «Інтелектуальні мережі», більш відомі під оригінальною назвою Smart Grid, вирішують всі ці проблеми. Вони оснащені промисловими контролерами і тому, крім свого основного призначення, можуть забезпечувати також передачу даних і доступ в Інтернет, використовувати джерела відновлюваної енергії і скорочувати споживання останньої. Споживачі в такій мережі можуть отримувати докладну інформацію про те, на які цілі і скільки електроенергії вони витрачають.

Створення концепції Smart Grid за кордоном переслідувало такі ключові завдання:

- підвищення надійності електропостачання та безвідмовності роботи системи (слід зауважити, що початок розвитку концепції Smart Grid в США поклав ряд великих системних аварій на території країни);
- підвищення енергетичної ефективності;
- збереження навколишнього середовища.

Технологічна база Smart Grid. Виходячи із зазначених цілей, а також маючи на увазі огляди й аналізи розвитку концепції у світі, можна виділити наступні ключові сегменти, на яких значною мірою позначиться розвиток технологій Smart Grid:

- облік енергоресурсів;
- автоматизація розподільних мереж;
- управління та моніторинг стану електротехнічного обладнання;
- автоматизація системи передачі та вузлових підстанцій і регулювання перетоків;
- електричні мережі й установки споживачів;
- нетрадиційні і поновлювані джерела енергії.

Для зазначених сегментів можна виділити наступні технології, які розуміються сьогодні під терміном Smart Grid для різних систем, а саме:

- Системи автоматизованого обліку та інформаційні системи споживачів;
- Інфраструктура систем зв'язку для енергооб'єктів;
- Системи моніторингу стану і управління електротехнічним устаткуванням;
- Системи автоматизації для підвищення надійності і безвідмовності електропостачання;
- Системи, що забезпечують інтеграцію джерел електроенергії малої потужності і накопичувачів;
- Системи управління даними;



Перспективні напрямки розвитку системи передачі

- Системи управління оперативними виїзними бригадами. Об'єднані в єдину платформу, ці технології дозволяють по-новому підходити до побудови електричних мереж, переходячи від жорсткої структури «генерація - мережі - споживач» до більш гнучкої, в якій кожен вузол мережі може бути активним елементом. При цьому інтелектуальна мережа в автоматичному режимі проводить переконфігурацію при зміні умов.

Напрямки концепції Smart Grid

Генерація електроенергії

Проблеми зміни клімату на Землі і прогнозований дефіцит органічних видів палива стимулює розвиток альтернативних джерел електроенергії, в першу чергу таких, як вітрогенератори, сонячні фотоелектричні системи, генератори які працюють на біопаливі, приливні і хвильові генератори, генератори, що використовують тепло надр планети і т.д. Новий розвиток отримають і гідроакumuлюючі станції, які дозволяють більш ефективно використовувати вже вироблену електроенергію. Очікується, що в майбутньому кількість таких джерел буде неухильно зростати і підключатися до загальної електричної мережі вони будуть у різних її точках. Тобто генеруючі потужності в майбутній системі електропостачання будуть більш розподіленими, ніж концентрованими, як зараз. Характерною особливістю таких джерел є їх відносно невелика потужність і нестабільність параметрів потужності генерування. Очевидно, що для стабілізації параметрів таких джерел і їх автоматичної синхронізації з мережею необхідний досить «інтелектуальний» керуючий пристрій. Розробка принципово нових і підвищення техніко-економічної ефективності вже існуючих систем генерації електроенергії, пристроїв автоматичного керування ними, систем зв'язку, що забезпечують інформаційний обмін таких джерел з іншими елементами енергосистеми є одним з напрямків концепції Smart Grid.

Передача та розподіл електроенергії

Іншим напрямком концепції Smart Grid є, знову ж таки, вдосконалення існуючих та створення нових, але вже систем не генерації, а передачі та розподілення електроенергії. Основною проблемою цих систем з точки зору екології (та й енергетики також) є втрати електроенергії. Чим вони більші, тим більше природних ресурсів витрачається дарма, не приносячи користі людству та наносячи шкоду навколишньому середовищу. До того ж, величина втрат прямо пов'язана з тарифами на електроенергію. Уникнути втрат повністю неможливо, їх можна лише зменшити. Заходи по зменшенню втрат передбачають впровадження нових технічних рішень в систему передачі та розподілу електроенергії. Найбільш ефективні з них входять до концепції Smart Grid.

Споживання електроенергії

Технологія Smart Grid працює через систему спеціальних «розумних» лічильників, встановлених в точках споживання. Вони інформують про рівень споживання енергії, що дозволяє коригувати використання електрообладнання в часі і розподіляти електрику в залежності від потреб. Простий приклад: є сенс запускати пральну машину вночі, коли енергоспоживання в місті спадає і тарифи знижуються. Втім, переконати користувачів перейти до оптимального споживання енергії, що може увійти в конфлікт з їх комфортом, буде непросто. Значить, треба навчити пральну машину включатися вночі автоматично. Тому, на додаток до всього, створюються автоматичні системи контролю, які зможуть оптимізувати домашнє споживання.



Перспективні напрямки розвитку системи передачі

Тенденції розвитку Smart Grid в країнах світу

Експерти, які досліджують ринок електроенергетики, прогнозують, що до 2030 року потреба в електроенергії подвоїться. Але уряди країн, що входять до Європейського Союзу, планують знизити споживання електроенергії на 9% за рахунок підвищення енергоефективності (цього можна буде досягти за допомогою повсюдного впровадження технології Smart Grid). Таким чином, використання «розумної» мережі дозволить скоротити витрати енергоресурсів.

Сьогодні з'явилась унікальна можливість трансформувати всю застарілу систему електропостачання в світі. Перетворивши аналогові мережі електропередач у високоточні інтелектуальні комунікаційні Smart Grid, енергетичні компанії зможуть керувати всією мережею електропостачання як єдиною системою, споживачі - точно регулювати власні витрати енергії, а влада - створювати інтелектуальну енергетичну інфраструктуру.

Такого роду вдосконалення енергетичних мереж просуваються урядами різних країн як спосіб вирішення проблем енергетичної безпеки, глобального потепління, надійності енергосистеми.

В 2010 році за даними Zpryme Research & Consulting, серед країн, які вклали кошти в розвиток технології Smart Grid, лідирує Китай з розмірами інвестицій \$7,32 млрд. Трохи відстають США, які вклали в «розумні» мережі \$7,09 млрд. І з великим відривом за двома наддержавами слідують Японія з \$849 млн. і Південна Корея з \$824 млн. Замикає цю п'ятірку Іспанія з \$807 млн., вкладеними в майбутнє енергетики.

Перспективи впровадження Smart Grid в Україні

НЕК «Укренерго», як оператор системи передачі сьогодні зіткнувся з двома проблемами:

1. Застаріле обладнання електромереж всіх рівнів не дозволяє отримувати персоналу компанії інформацію в реальному часі, необхідну для проведення оперативних розрахунків.
2. В Україні розвивається альтернативна енергетика, в тому числі вітрові та сонячні електростанції. Генерація з таких джерел носить стохастичний характер та потребує відповідного прогнозування та забезпечення балансування в енергосистемі.

На першому етапі, НЕК «Укренерго», як «флагман» електроенергетики, планує вирішити вказані вище проблеми за допомогою впровадження елементів Smart Grid.

Окремо можна виділити технологію Demand Response. Можливість залучати до роботи регулювання роботи енергосистеми кінцевих споживачів. В 2019 році в Україні запущено повномасштабний ринок електричної енергії. Прогнозується, що кінцеві споживачі будуть матеріально вмотивовані щодо їх залучення до регулювання енергобалансу. А саме: споживаючи менше в той час, коли електроенергія дорожче - в піки, і більше, коли

вона в надлишку - в нічні провали, також вони зможуть активно допомагати системі – надавати послуги з регулювання енергобалансу.

Проектні роботи по впровадженню елементів Smart Grid в електромережах НЕК «Укренерго»

Технології моніторингу та управління в розумних мережах.

На виконання компоненту D «Впровадження програми реформ та розвитку в галузі енергетики» кредитного Проєкту «Другий проєкт з передачі електроенергії», який фінансується Міжнародним банком реконструкції та розвитку виконується проєкт «Технології моніторингу та управління в розумних мережах».



Перспективні напрямки розвитку системи передачі

В результаті виконання проєкту диспетчерське управління отримає необхідні інструменти для виконання оперативних розрахунків надійності роботи енергосистеми, а також засоби для збору необхідного обсягу інформації для оперативного та поточного планування роботи.

Це зробить можливим процес входження Укренерго до ENTSO-E та подальше синхронне об'єднання ОЕС України з електромережами Європейського Співтовариства.

Буде забезпечено розгорнення технологічної платформи прозорості (моделювання електромереж), буде виконано ряд пілотних проєктів з тестування технологій забезпечення гнучкості енергобалансу (flexibility), що дасть можливість сформулювати правильну політику розвитку зазначених технологій, та створить додаткові можливості на шляху переходу галузі на відновлювані джерела енергії.

В 2015 році об'єднанням «Tractebel Engineering S.A.» (Бельгія) та УК «Метрополія» (Україна) розроблене техніко-економічне обґрунтування.

Для реалізації проєкту «Технології моніторингу та управління в розумних мережах» укладається контракт UE/4A:

Лот 1. «Модернізація SCADA»;

Лот 2. «Система моніторингу перехідних режимів (WAMS)».