



**ПрАТ «ПІДПРИЄМСТВО З ЕКСПЛУАТАЦІЇ
ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ «ЦЕНТРАЛЬНА
ЕНЕРГЕТИЧНА КОМПАНІЯ»**

Затверджено:

Генеральний директор –

Голова Правління

ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»

М.В. Корса

« 10 »

2020 р.



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

Висновок ОСП

від 01.06.2020 № 01/19587

Висновок Міністерства енергетики України

від 22.06.2020 № 26/1.1-4.2-15523

Схвалено НКРЕКП, постанова

від 09.09.2020 № 1694

№ п/п	пункт КСР	Назва	Сторінка
1	2	3	4
1		Вступ	4
2	3.3.1 п.п. 1	Фактичні та прогнозні обсяги попиту на електричну енергію та потужність у системі розподілу, обсяги розподілу (у т. ч. транзиту) електричної енергії мережами ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"	10
3	3.3.1 п.п. 2	Фактичні та обґрунтовані прогнозні обсяги відпуску електричної енергії виробників електричної енергії, приєднаних до системи розподілу ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"	14
4	3.3.1 п.п. 4	Заплановані та прогнозні рівні потужності в кожній точці приєднання системи розподілу ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК" до системи передачі та до систем розподілу інших ОСР та/або збільшення потужності для існуючих точок приєднання	16
5	3.3.1 п.п. 5	Заходи з будівництва об'єктів системи розподілу ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК", включаючи засоби РЗА, ПА і зв'язку, потреба в яких визначена ОСП відповідно до вимог підтримання належного рівня операційної безпеки	25
6	3.3.1 п.п. 6	Інформація щодо нових електроустановок виробництва електричної енергії, які мають бути приєднані до системи розподілу ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"	25
7	3.3.1 п.п. 7	Дані щодо прогнозної потужності приєднання нових електроустановок (на основі заяв про приєднання та доступної потужності в точках забезпечення потужності)	26
8	3.3.1 п.п. 8	Дані щодо потужності в енерговузлах системи розподілу, ураховуючи формування переліку елементів мережі, що спричиняють обмеження та/або неналежну якість електропостачання споживачів, які потребують виконання заходів щодо підсилення з метою забезпечення інтеграції нового навантаження та виробництва до системи розподілу	28
9	3.3.1 п.п. 9	Дані щодо завантаження електричних мереж напругою 20 кВ та вище в характерні періоди їх роботи для нормальних та ремонтних режимів	41
10	3.3.1 п.п. 10	Інформація щодо якості електропостачання та заходів, направлених на її підвищення	44
11	3.3.1 п.п. 11	Інформація щодо розміщення пристроїв фіксації/аналізу показників якості електроенергії та планів щодо їх встановлення	50
12	3.3.1 п.п. 12	Інформація щодо запланованого виведення обладнання системи розподілу з експлуатації та оцінка впливу такого виведення	54
13	3.3.1 п.п. 13	Плани в частині заходів з компенсації реактивної потужності	54
14	3.3.1 п.п. 14	Плани в частині улаштування «інтелектуального» обліку електричної енергії	54

15	3.3.1 п.п. 15	Фактичні та прогнозні витрати електроенергії в системі розподілу та заходи, направлені на їх зниження	57
16	3.3.1 п.п. 16	Плани щодо реконструкції електричних мереж у точках забезпечення потужності або створення нових точок забезпечення потужності із зазначенням резервів потужності, які створюються при реалізації цих планів для можливості приєднання нових замовників	62
17	3.3.2	Заходи з розвитку системи розподілу, що виконуються в рамках виконання Плану розвитку системи передачі на наступні 10 років/та/або інших стратегічних документів України.	84
18		Узагальнений технічний стан об'єктів електричних мереж системи розподілу	84
19		Перелік об'єктів незавершеного будівництва, реконструкції та технічного переоснащення	91
20		План інвестицій за джерелами фінансування	93
21		ПЕРЕЛІК ТА ЕТАПИ ВИКОНАННЯ ЗАХОДІВ ПРСР , що включає інформацію по підпунктах 3, 5, 13, 14, 16 пункту 3.3.1 та пункту 3.3.2 КСР	94
22	3.3.1 п.п. 17	Пояснювальна записка по кожному заходу ПРСР рівня напругою 20 кВ та вище, що включає інформацію щодо необхідності виконання, обсяги робіт, необхідне фінансування, очікуванні результати після реалізації заходу (аналіз витрат та вигод (з урахуванням техніко-економічних показників) проєктів з розвитку системи розподілу))	95
23		ВИСНОВОК	173
	3.3.4	ДОДАТКИ:	174
24	3.3.4 п.п. 1	1. Схема електричних з'єднань мереж напругою 20 кВ та вище, яка охоплює як поточний, так і прогнозний періоди	
25	3.3.4 п.п. 2	2. Схема нормального режиму електричної мережі напругою 20 кВ та вище	
26	3.3.4 п.п. 3	3. Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання та величини струму короткого замикання для кожного енерговузла (елемента) електричних мереж	
27	3.3.4 п.п. 4	4. Аналіз досліджених режимів з урахуванням існуючого та прогнозного завантаження системи розподілу	
28		5. Перелік та етапи виконання заходів ПРСР	

1. ВСТУП

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

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

1.1 Характеристика електричних мереж системи розподілу

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

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

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

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

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

Основними Користувачами системи розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» є ТОВ «ДНЕПРОПРЕСС СТАЛЬ», «НПО ДНІПРОПРЕС», «Аеропорт», ПАТ КП «ДНІПРОВСЬКИЙ ЕЛЕКТРОТРАНСПОРТ» ДМР, ДОЗСМ, «Промбудматеріали», міськводоканал, міські електричні мережі, котельні, ЖЕО та інші юридичні особи м. Дніпро; ДІК-34 м. Кам'янське; заводи «ПМЗ», «ПЗТО», «Палмаш» м. Павлоград; «Криворізька Теплоцентраль», КП «Швидкісний трамвай», ТОВ «Метро Кеш енд Кері Україна», ВАТ «Криворізький

залізорудний комбінат», КП «Кривбассвітло», Криворізький ВГРЗ, КП «Кривбасводоканал» м. Кривий Ріг; ДП "СХІДГЗК" м. Жовті Води, ПАТ «ДКПК».

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

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

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

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

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

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

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

Дніпро. При вчасному проведенні комплексної реконструкції цих наслідків можливо було уникнути.

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

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

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

ПЛ напругою 150-35 кВ також потребують реконструкції.

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

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

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

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

ПЛ-35 кВ Л-СА3 від ПС «Славгород-тягова» забезпечує живлення промислового споживача заводу від підстанції ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» - ПС «СА3» - по повітряній лінії довжиною 2,2 км з фазним проводом АС-95.

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

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

- Значно менші габарити, що дозволяє економити виробниче місце на підстанції.
- Дуже низьке енергоспоживання.
- Значно менша загрузка вторинних кіл вимірювальних трансформаторів, що дає змогу трансформаторам працювати в своєму класі точності навіть при значних кратностях струмів К.З.
- Можливість реалізувати уставки з точністю до 1% замість 5% в електромеханічних пристроях РЗ.

- Висока швидкість спрацювання, що забезпечує мінімальний вплив аварійного процесу на режим та стан обладнання електричної мережі.
- Можливість запису аварійного процесу. Це дає змогу аналізувати аварійний процес та виявляти неправильну дію окремих пристроїв РЗА.

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

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

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

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

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

1.2 Основні техніко-економічні показники електричних мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» за 2016-2020 роки

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

Генеральний директор - Голова Правління – Корса М.В.

Директор фінансовий – Тарасенко О.В.

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

Директор комерційний – Коломійчук Г.П.

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

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

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

Таблиця 1.1

Структура та технічний стан ліній електропередачі, км

Електричні мережі за класами напруги	2016 р.	2017 р.	2018 р.	2019 р.	2020 р.
ПЛ 110(150) кВ	18,286	18,286	18,286	18,286	16,747
з них підлягають реконструкції та заміні	7,2	11,086	11,086	11,086	11,086
ПЛ 35 кВ	149,583	149,583	149,583	149,583	148,728
з них підлягають реконструкції та заміні	63,464	38,04	38,04	48,6	48,6
ПЛ 10(6) кВ	149,26	149,26	149,26	149,26	144,12
з них підлягають реконструкції та заміні	63,05	63,05	63,05	63,05	62,01

ПЛ 0,4 кВ	636,36	637,97	637,97	637,97	645,38
з них підлягають реконструкції та заміні	206,71	206,71	206,71	206,71	198,64
КЛ 35 кВ	-	-	-	-	-
з них підлягають реконструкції та заміні	-	-	-	-	-
КЛ 10(6) кВ	470,81	483,44	483,44	483,44	471,55
з них підлягають реконструкції та заміні	293,2	293,2	293,2	290	283,93
КЛ 0,4 кВ	422,8	330,5	330,5	330,5	313,52
з них підлягають реконструкції та заміні	134,61	136,86	136,86	158,61	158,36
Разом по компанії	1847,1	1847,1	1847,1	1847,1	1740,05
з них підлягають реконструкції та заміні	768,234	748,946	748,946	778,056	762,626

Таблиця 1.2

Структура та технічний стан трансформаторних підстанцій, од./МВА

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

Таблиця 1.3

Обсяг електричних мереж в умовних одиницях

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

Таблиця 1.4

Обсяги капітальних ремонтів електричних мереж

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

Таблиця 1.5

Чисельність ремонтно-експлуатаційного персоналу, чоловік

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

Таблиця 1.6

Середня за рік заробітна плата ремонтно-експлуатаційного персоналу

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

Таблиця 1.7

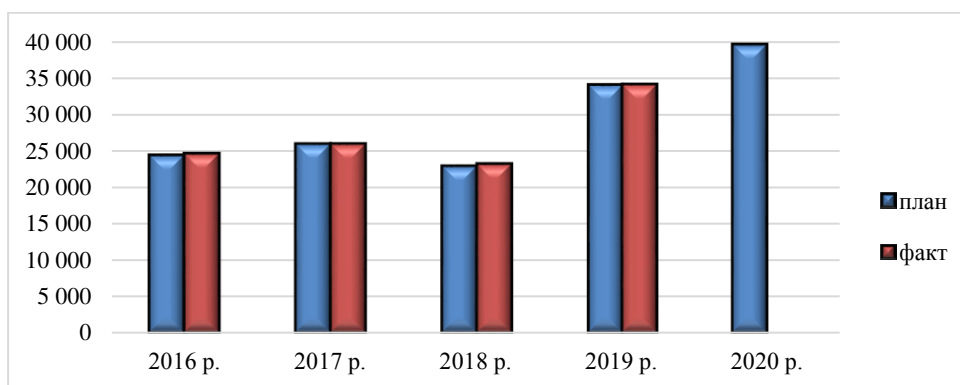
Вартість основних фондів електричних мереж, млн. грн.

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

Таблиця 1.8

Обсяги виконання інвестиційних програм, тис.грн.

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



2. Фактичні та прогнозні обсяги попиту на електричну енергію та потужність у системі розподілу, обсяги розподілу (у т. ч. транзиту) електричної енергії мережами ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»

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

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

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

Компанією проведено аналіз електроспоживання та електричних навантажень за наступні періоди:

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

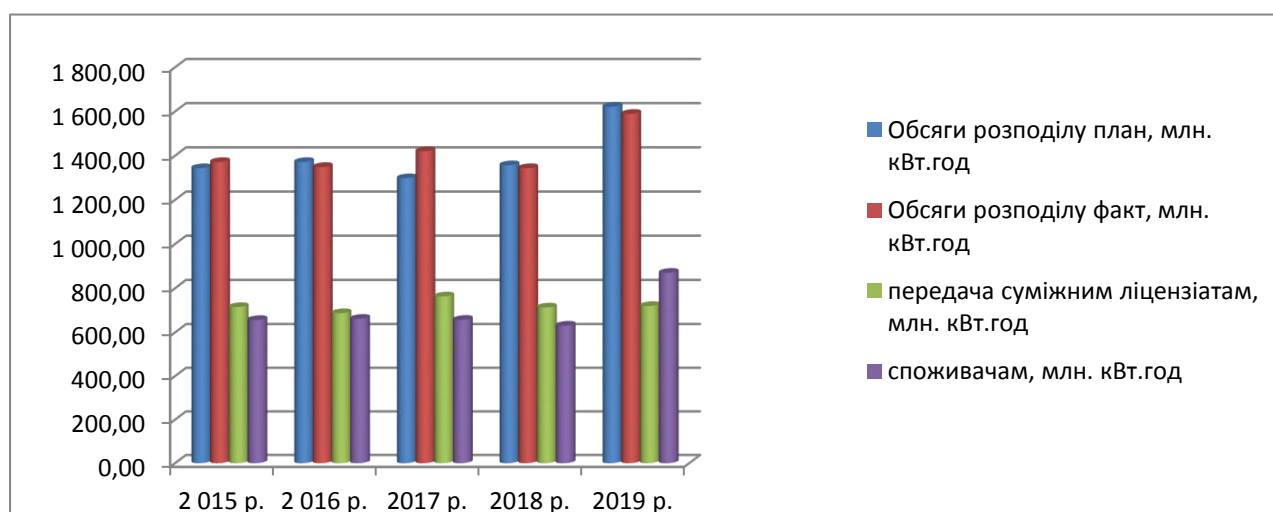
Таблиця 2.1

Обсяги розподілу електричної енергії, млн. кВт.год.

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

Обсяги розподілу електричної енергії, млн. кВт.год.

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



Обсяги попиту на електричну енергію за 2019 р. та прогнозовані обсяги розподілу електричної енергії мережами ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» на 2020-2025 рр., в тому числі віддачі електричної енергії через електромережі ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» до суміжних ліцензіатів з

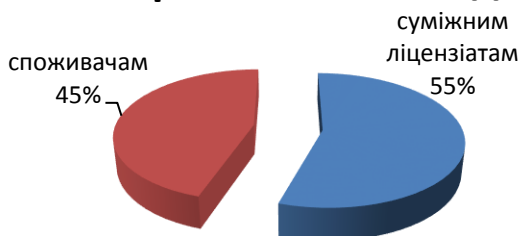
розподілу та розподілу електричної енергії безпосередньо споживачам, та величину витрат електроенергії в мережах компанії наведено в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2

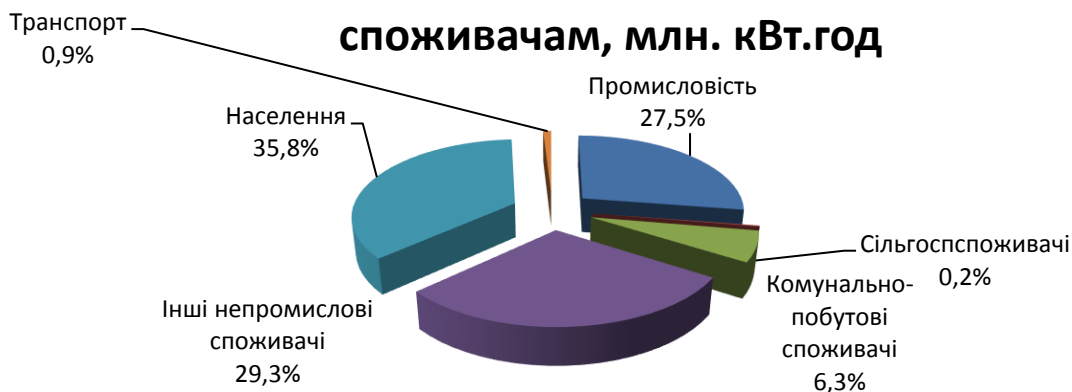
Обсяги попиту на електричну енергію за 2019 р. та прогнозні обсяги попиту на електричну енергію в системі розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» на 2020-2025 рр.

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

Очікуваний розподіл електричної енергії, млн. кВт.год



Очікуваний розподіл електричної енергії споживачам, млн. кВт.год



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

Таблиця 2.3

Електричні навантаження в режимні дні, МВт

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

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

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

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

Таблиця 2.4

Прогноз максимальних електричних навантажень підстанцій компанії, МВт

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



3. Фактичні та обґрунтовані прогнольні обсяги відпуску електричної енергії виробників електричної енергії, приєднаних до системи розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»

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

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

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

Таблиця 3.1

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

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

Таблиця 3.2

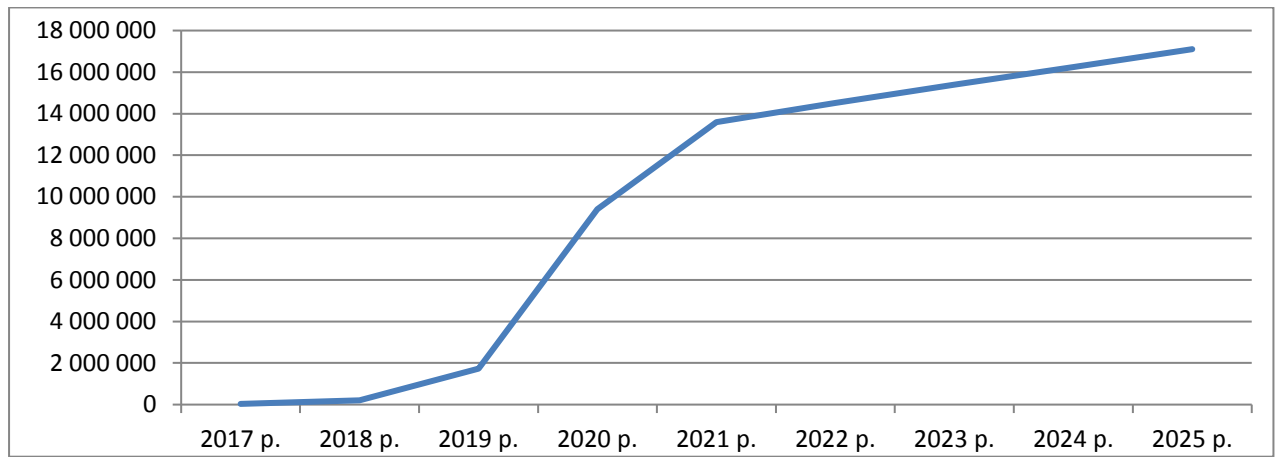
Місцезнаходження об'єкту СЕС	2018 рік		2019 рік	
	Загальна кількість, од.	Загальна потужність генеруючих установок, кВт	Загальна кількість, од.	Загальна потужність генеруючих установок, кВт
м. Жовті Води	8	176,20	18	324,21
м. Кривий Ріг	11	249,80	42	1231,81
м. Вільногірськ	1	15,00	2	28,00
м. Інгuleць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



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

Таблиця 3.3

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



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

Таблиця 3.4

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

4. Заплановані та прогнозні рівні потужності в кожній точці приєднання системи розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» до системи передачі та до систем розподілу інших ОСР та/або збільшення потужності для існуючих точок приєднання

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

Характеристика джерел живлення

Джерело живлення: ПС напругою 220 кВ і вище або лінія 110 (150) кВ від джерел живлення, розміщених на території інших ліцензіатів 1)		ПС 110(150)/35/10(6) і 110(150)/10(6) кВ, які живляться від джерела живлення				Максимальні навантаження у режимні дні в МВт за роками				
Назва	Кількість і потужність автотрансформаторів; довжина ЛЕП, марка та переріз проводів	Назва	Кількість і потужність трансформаторів		Рік будівництва	2015	2016	2017	2018	2019
			од./МВА	МВт						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ПДТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Дніпровська» НЕК «УКРЕНЕРГО», ДГЕС-1 Укргідроенерго; ПС «Вузлова», ПС «Солоне», ПЛ-150 кВ Л-11А, Л-10А АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	2х400 МВА, 3х250 МВА	ПС-154/35/6 кВ «КПО»	1Т/25	23	1966	8,5	9,1	9,2	14,4	15,1
			2Т/25	23	1969	11,7	5,7	6,2	14,2	12,3
		ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	1Т/32	29,4	1978	2	3	1,42	6,8	5,1
			2Т/40	36,8	2012	5,62	7,8	8	4,1	5,5
ПДТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Дніпровська» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «КЛ» ПЛ--150 кВ Л-34, Л-34-А АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	2х400 МВА 3х250 МВА	ПС-154/6/6 «Трубна»	1Т/32	29,4	1975	2,4	4	1,7	3,7	3,8
			2Т/32	29,4	1972	2,2	2,64	5,5	3,4	0,7
ПС 330 кВ «ВДГМК» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 330 кВ «Рудна» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС-150 кВ «ПІВНІЧНА», ПЛ-154 кВ Л-73, Л-73А АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	1х250 МВА, 3х250 МВА	ПС-150/35/10 кВ «Силова»	1Т/16	14,7	1987	1,4	1	1,5	1,22	3
ПС 330 кВ «Павлоградська» НЕК «УКРЕНЕРГО»;	2х250 МВА	ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ»	4Т/32	29,4	1985	1	0,5	0,4	0,34	0,33
		ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО»	1Т/32	29,4	1974	1,5	2,2	1,5	2,8	1,8
			2Т/32	29,4	1977	2	1,8	1,5	1,2	3,4
ПС 330 кВ «Криворізька» «НЕК «УКРЕНЕРГО»	2х250 МВА	ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ»	1Т/60	55,2	1968	4,4	4	4,42	5,2	3,3
			2Т/60	55,2	1970	6,7	6,2	1,7	8,8	5,2
ПДТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Дніпровська» НЕК «УКРЕНЕРГО», ДГЕС-1	2х400 МВА 3х250 МВА	ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1»	1Т/25	23	1977	-	5	3,6	3,6	9,5

Укргідроенерго; ПС «Вузлова», ПЛ-150 кВ Л-0,13А, Л-0-27 АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»			2Т/25	23	1977	-	3	3,8	3,8	7,2
		Всього напругою 150 кВ	468			49,42	55,94	50,44	73,56	76,23
ПС 330 кВ «Першотравнева» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 330 кВ «Рудна» НЕК «УКРЕНЕРГО»;	3х250 МВА, 3х250 МВА	ПС-35/6 кВ № 3	1Т/6,3	5,80	1985	0	2,8	1	1	0,6
			2Т/6,3	5,80	1985	2,7	0	0,8	1	0,4
КрТЕС ДТЕК; ПС «Михайлівська 35/10 кВ» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»		ПС-35/6 кВ «ЖКК»	1Т/4	3,7	1981	0,3	0,3	1	0,2	0,2
			2Т/4	3,7	1981	0,6	0,5	1	1	0,4
ПС 330 кВ «Феросплавна» НЕК «УКРЕНЕРГО», ДГЕС-1 Укргідроенерго; ПС «Грушевська 150 кВ» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	2х400 МВА	ПС-35/6 кВ «Стрічка»	1Т/6,3	5,8	2016	1,5	3	3,3	3,7	2,8
			2Т/6,3	5,8	2015	2,3	3	3,4	3,94	3,2
ПДТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Дніпровська» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Новомосковськ-тягова» АТ «Укрзалізниця»	2х400 МВА 3х250 МВА	ПС-35/10 кВ «НМФ»	1Т/4	3,7	1984	0,1	0,8	0,1	0,2	1,1
			2Т/4	3,7	1984	1,1	0	0,6	0,7	
КрТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Гірнична» НЕК «УКРЕНЕРГО», КахГЕС Укргідроенерго; ПС «Южна-35» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	4х250 МВА	ПС № 50 «Березняки» 35/10/6 кВ	1Т/10	9,2	1989	1,8	2	2,3	2,7	2,52
			2Т/10	9,2	1989	1,9	3,1	3,1	3,2	2,7
КрТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Гірнична» НЕК «УКРЕНЕРГО», КахГЕС Укргідроенерго; ПС «Южна-35» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	4х250 МВА	ПС № 47 35/6 кВ «Західна»	1Т/4	3,7	2014	1,2	0,7	2,5	1,2	0,65
			2Т/4	3,7	2014	0,7	0,8	0,54	1	0,68
КрТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Гірнична» НЕК «УКРЕНЕРГО», КахГЕС Укргідроенерго; ПС «Южна-35» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	4х250 МВА	ПС № 5 «Жилселище» 35/6 кВ	1Т/6,3	5,8	1917	1,4	0,9	4,2	1,7	1,5
			2Т/6,3	5,8	1917	4,1	4,4		3,1	2,32
ПС «Рудна-330» ДП «НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 150/35/6 кВ «Електронна-150» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	3х250 МВА	ПС-»Інгулецька» 35/6 кВ	1Т/2,5	2,3	2015	0,1	1,1	0,1	0,74	0,5
ВДГМК-1 ДП «НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 150/35/6 кВ «Сєверна-150» ДТЕК	1х250 МВА		2Т/2,5	2,3	2015	0,6	0,1	0,3	0,1	0,1

ПС 330 кВ «Рудна» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 330 кВ «ВДГМК» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС 35/6 кВ «Нова» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	3х250 МВА	ПС «С-35»35/6 кВ	1Т/3,2	2,9	1952	3	2	2	1,4	1,9
ПС 330 кВ «Рудна» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 330 кВ «ВДГМК» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС 150/35/6 кВ «Електронна-150» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	3х250 МВА	ПС- 29 35/6 кВ	1Т/4	3,7	1981	0,1	0,62	0,1	0,1	0,5
			2Т/4	3,7	1983	0,5	0,1	0,6	0,8	
ПС 330 кВ «Рудна» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 330 кВ «ВДГМК» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС 150/35/6 кВ «Електронна-150» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	3х250 МВА	ПС-5 35/6 кВ м. Жовті Води	1Т/16	14,7	2019	12,2	11	13,2	16	8,3
			2Т/16	14,7	2018	3,7	9	4,4	0	
ПС 330 кВ «Південна» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 330 кВ «Нікопольська» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Газопровід», ПС «Батуринська» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	4х250 МВА	ПС-35/6 кВ «Чешка»	1Т/1,6	1,5	1960	0,5	0,6	0,6	0,6	0,51
			2Т/2,5	2,3	2012	1	0	0	0	
КрТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Гірнична» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Широківська» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	4х250 МВА	ПС-35/10 кВ «Луч»	1Т/6,3	5,8	1993	0,5	0,5	0,1	0,5	0,5
			2Т/6,3	5,8	1999	0	0	0	0	
ПС 330 кВ «Першотравнева» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Девладове-тягова» АТ «Укрзалізниця»	3х250МВА	ПС «Макорти» 35/6 кВ	1Т/2,5	2,3	1971	0,2	0,3	0,14	0,2	0,4
ПС 330 кВ «Павлоградська» НЕК «УКРЕНЕРГО»;	2х250 МВА	ПС-35/6 кВ «Палмаш»	1Т/10	9,2	1971	0	0	0,1	0,4	0,7
			2Т/10	9,2	2011	0,3	0,4	0,1	0,1	
ПС 330 кВ «Південна» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Южная-35 35/6 кВ» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	4х250 МВА	ПС 35/6 кВ «Рахманово»	1Т/4	3,7	2014	2,2	2,3	1,7	2,2	1,3
			2Т/4	3,7	2014	1	1,2	1	1,1	
ПС 330 кВ «Павлоградська» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС 150/35 кВ «Перещепіне- 150» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	2х250 МВА	ПС «НВ-ЦЗ» 35/6 кВ	1Т/1,8	1,7	1989	0,24	0,3	0,4	0,33	0,32
ПС 330 кВ «Павлоградська» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПДТЕС ДТЕК; ПС «Славгород-тягова» АТ «Укрзалізниця»	2х250 МВА	ПС «САЗ» 35/10/6 кВ	1Т/2,5	2,3	1977	0,4	2,52	1,3	2,2	4,5
			2Т/2,5	2,3	1968	0	0	0	0	
ПС 330 кВ «Феросплавна» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Нікопольська-150» ПС «НГ-35» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	5х250 МВА	ПС-35/6 кВ «Молзавод»	1Т/2,5	2,3	1988	2,4	2,3	2,4	2,4	1,22

ПС 330 кВ «Прометей» НЕК «УКРЕНЕРГО»;	2х250 МВА	ПС-35/6 кВ №14	3Т/2,5	2,3	1977	0,14	0,14	0,5	0,5	0,5
			4Т/3,2	2,9	1956	0,1	0,14	0	0	
ПС 330 кВ «Павлоградська» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС 35/10 кВ «Губиниха» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	2х250 МВА	ПС «ЦЗ» 35/6 кВ	1Т/4	3,7	1988	1,5	0	0,3	0,43	0,4
			2Т/4	3,7	1987	0	1	0,5	0,4	
ПДТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Дніпровська» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Слізаветівка» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»		ПС-35/10 кВ «Сельстрой»	1Т/10	9,2	1970	1,24	1,74	1,3	0,6	1,6
			2Т/10	9,2	1970	0,82	1,1	0,52	1	
		Всього напругою 35 кВ	220,2			52,44	60,76	55,5	56,74	42,32
		Всього по підстанціям напругою 150-35 кВ	688,2			101,86	116,7	105,94	130,3	118,55

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

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

Таблиця 4.2

Прогноз максимальних електричних навантажень підстанцій компанії, МВт

Джерело живлення: ПС напругою 220 кВ і вище або лінія 110 (150) кВ від джерел живлення, розміщених на території інших ліцензіатів 1)		ПС 110(150)/35/10(6) і 110(150)/10(6) кВ, які живляться від джерела живлення				Максимальні навантаження (прогнозовані) у режимні дні в МВт за роками					
Назва	Кількість і потужність автотрансформаторів; довжина ЛЕП, марка та переріз проводів	Назва	Кількість і потужність трансформаторів		Рік будівництва	2020	2021	2022	2023	2024	2025
			од./МВА	МВт							
ПДТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Дніпровська» НЕК «УКРЕНЕРГО», ДГЕС-1 Укргідроенерго; ПС «Вузлова», ПС «Солоне» ПЛ-150 кВ Л-11А, Л-10А АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	2х400 МВА, 3х250 МВА	ПС-154/35/6 кВ «КПО»	1Т/25	23	1966	29,58	30,171	30,77	31,39	32,02	32,66
			2Т/25	23	1969						
		ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	1Т/32	29,4	1978	12,68	12,995	13,32	13,65	13,99	14,34
			2Т/40	36,8	2012						

ПДТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Дніпровська» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «КЛ» ПЛ--150 кВ Л-34, Л-34-А АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	2х400 МВА 3х250 МВА	ПС-154/6/6 «Трубна»	1Т/32	29,4	1975	5,82	5,968	6,12	6,27	6,43	6,59
			2Т/32	29,4	1972						
ПС 330 кВ «ВДГМК» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 330 кВ «Рудна» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС-150 кВ «ПІВНІЧНА», ПЛ-154 кВ Л-73, Л-73А АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ	1х250 МВА, 3х250 МВА	ПС-150/35/10 кВ «Силова»	1Т/16	14,7	1987	6,45	6,615	6,78	6,95	7,12	7,30
ПС 330 кВ «Павлоградська» НЕК «УКРЕНЕРГО»;	2х250 МВА	ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ»	4Т/32	29,4	1985	0,34	0,35	0,36	0,36	0,37	0,38
		ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО»	1Т/32	29,4	1974	5,67	5,81	5,95	6,10	6,25	6,41
			2Т/32	29,4	1977						
ПС 330 кВ «Криворізька» «НЕК «УКРЕНЕРГО»	2х250 МВА	ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ»	1Т/60	55,2	1968	8,71	8,93	9,15	9,38	9,62	9,86
			2Т/60	55,2	1970						
ПДТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Дніпровська» НЕК «УКРЕНЕРГО», ДГЕС-1 Укргідроенерго; ПС «Вузлова», ПЛ-150 кВ Л-0,13А, Л-0-27 АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	2х400 МВА 3х250 МВА	ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1»	1Т/25	23	1977	17,78	18,23	18,68	19,15	19,63	20,12
			2Т/25	23	1977						
		Всього напругою 150 кВ	468			87,22	89,247	91,33	93,46	95,63	97,86
ПС 330 кВ «Першотравнева» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 330 кВ «Рудна» НЕК «УКРЕНЕРГО»;	3х250 МВА, 3х250 МВА	ПС-35/6 кВ № 3	1Т/6,3	5,80	1985	1,83	1,871	1,918	1,966	2,015	2,065
			2Т/6,3	5,80	1985						
КрТЕС ДТЕК; ПС «Михайлівська 35/10 кВ» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»		ПС-35/6 кВ «ЖКК»	1Т/4	3,7	1981	0,62	0,63	0,65	0,66	0,68	0,70
			2Т/4	3,7	1981						
ПС 330 кВ «Феросплавна» НЕК «УКРЕНЕРГО», ДГЕС-1 Укргідроенерго; ПС «Грушевська 150 кВ» АТ «ДТЕК	2х400 МВА	ПС-35/6 кВ «Стрічка»	1Т/6,3	5,8	2016	6,15	6,30	6,46	6,62	6,79	6,96
			2Т/6,3	5,8	2015						

ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»											
ПДТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Дніпровська» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Новомосковськ-тягова» АТ «Укрзалізниця»	2х400 МВА 3х250 МВА	ПС-35/10 кВ «НМФ»	1Т/4	3,7	1984	1,13	1,16	1,18	1,21	1,24	1,28
			2Т/4	3,7	1984						
КрТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Гірнич» НЕК «УКРЕНЕРГО», КахГЕС Укргідроенерго; ПС «Южна-35» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	4х250 МВА	ПС № 50 «Березняки» 35/10/6 кВ	1Т/10	9,2	1989	5,42	5,63	5,84	6,05	6,27	6,50
			2Т/10	9,2	1989						
КрТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Гірнич» НЕК «УКРЕНЕРГО», КахГЕС Укргідроенерго; ПС «Южна-35» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	4х250 МВА	ПС № 47 35/6 кВ «Західна»	1Т/4	3,7	2014	1,36	1,40	1,43	1,47	1,50	1,54
			2Т/4	3,7	2014						
КрТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Гірнич» НЕК «УКРЕНЕРГО», КахГЕС Укргідроенерго; ПС «Южна-35» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	4х250 МВА	ПС № 5 «Жилселище» 35/6 кВ	1Т/6,3	5,8	2017	4,12	4,43	4,74	5,07	5,40	5,74
			2Т/6,3	5,8	2017						
ПС «Рудна-330»ДП «НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 150/35/6 кВ «Електронна-150» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	3х250 МВА	ПС-«Інгулецька» 35/6 кВ	1Т/2,5	2,3	2015	0,62	0,63	0,65	0,66	0,68	0,70
ВДГМК-1ДП «НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 150/35/6 кВ «Сєверна-150» ДТЕК	1х250 МВА		2Т/2,5	2,3	2015						
ПС 330 кВ «Рудна» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 330 кВ «ВДГМК» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС 35/6 кВ «Нова» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ	3х250 МВА	ПС «С-35»35/6 кВ	1Т/3,2	2,9	1952	1,95	2,01	2,06	2,12	2,18	2,24

ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»											
ПС 330 кВ «Рудна» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 330 кВ «ВДГМК» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС 150/35/6 кВ «Електронна-150» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	3х250 МВА	ПС- 29 35/6 кВ	1Т/4	3,7	1981	0,31	0,32	0,32	0,33	0,34	0,35
			2Т/4	3,7	1983						
ПС 330 кВ «Рудна» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 330 кВ «ВДГМК» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС 150/35/6 кВ «Електронна-150» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	3х250 МВА	ПС-5 35/6 кВ м. Жовті Води	1Т/16	14,7	1981	8,67	9,05	9,44	9,83	10,24	10,66
			2Т/16	14,7	2018						
ПС 330 кВ «Південна» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 330 кВ «Нікопольська» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Газопровід», ПС «Батуринська» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	4х250 МВА	ПС-35/6 кВ «Чешка»	1Т/1,6	1,5	1960	0,52	0,54	0,55	0,56	0,58	0,59
			2Т/2,5	2,3	2012						
КрТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Гірнична» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Широківська» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	4х250 МВА	ПС-35/10 кВ «Луч»	1Т/6,3	5,8	1993	0,51	0,53	0,54	0,55	0,57	0,58
			2Т/6,3	5,8	1999						
ПС 330 кВ «Першотравнева» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Девладове- тягова» АТ «Укрзалізниця»	3х250МВА	ПС «Макорти» 35/6 кВ	1Т/2,5	2,3	1971	0,41	0,42	0,43	0,44	0,45	0,46
ПС 330 кВ «Павлоградська» НЕК «УКРЕНЕРГО»;	2х250 МВА	ПС-35/6 кВ «Палмаш»	1Т/10	9,2	1971	0,72	0,74	0,75	0,77	0,79	0,81
			2Т/10	9,2	2011						
ПС 330 кВ «Південна» НЕК	4х250 МВА	ПС 35/6 кВ	1Т/4	3,7	2014	1,33	1,37	1,40	1,43	1,47	1,51

«УКРЕНЕРГО»; ПС «Южная-35 35/6 кВ» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»		«Рахманово»	2Т/4	3,7	2014						
ПС 330 кВ «Павлоградська» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС 150/35 кВ «Перещепіне-150» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	2х250 МВА	ПС «НВ-ЦЗ» 35/6 кВ	1Т/1,8	1,7	1989	0,33	0,34	0,34	0,35	0,36	0,37
ПС 330 кВ «Павлоградська» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПДТЕС ДТЕК; ПС «Славгород-тягова» АТ «Укрзалізниця»	2х250 МВА	ПС «САЗ» 35/10/6 кВ	1Т/2,5	2,3	1977	1,23	1,261	1,29	1,32	1,36	1,39
			2Т/2,5	2,3	1968						
ПС 330 кВ «Феросплавна» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Нікопольська-150» ПС «НГ-35» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	5х250 МВА	ПС-35/6 кВ «Молзавод»	1Т/2,5	2,3	1988	1,25	1,28	1,31	1,35	1,38	1,41
ПС 330 кВ «Прометей» НЕК «УКРЕНЕРГО»;	2х250 МВА	ПС-35/6 кВ №14	3Т/2,5	2,3	1977	0,51	0,53	0,54	0,55	0,57	0,58
			4Т/3,2	2,9	1956						
ПС 330 кВ «Павлоградська» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС 35/10 кВ «Губиниха» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	2х250 МВА	ПС «ЦЗ» 35/6 кВ	1Т/4	3,7	1988	0,59	0,79	1,00	1,21	1,42	1,64
			2Т/4	3,7	1987						
ПДТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Дніпровська» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Єлизаветівка» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»		ПС-35/10 кВ «Сельстрой»	1Т/10	9,2	1970	1,74	1,89	2,04	2,20	2,36	2,52
			2Т/10	9,2	1970						
		Всього напругою 35 кВ	220,2			41,32	43,086	44,89	46,75	48,65	50,59
		Всього по підстанціям напругою 150-35 кВ	688,2			128,54	132,333	136,22	140,20	144,28	148,46

5. Заходи з будівництва об'єктів системи розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК», включаючи засоби РЗА, ПА і зв'язку, потреба в яких визначена ОСП відповідно до вимог підтримання належного рівня операційної безпеки

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Таблиця 6.1

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

Найменування організації	Вид джерела	Адреса об'єкту	Точка підключення (ПС ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»)	Заявлена потужність, кВт	Напруга в точці приєднання, кВ	Номер договору, ТУ	Дата вид. Договору, ТУ
ПП «Прагма-склад»	СЕС	с/р Чумаківська, Дніпропетровська обл.,	ПС 35/10 кВ «Сельстрой»	12800	10	204 ПМ	06.07.18
ТОВ «ДНЕПР ДЕВЕЛОПМЕНТ КОМПАНІ»	СЕС	Дніпропетровська обл., Дніпровський р-н., Підгородненська міська рада	ПС 35/10 кВ «НМФ»	4900	10	731пм	21.12.18
ТОВ «ЕТЛ СОЛАР РУФ»	СЕС	складська будівля (дах) по вул. Будівельників, буд. 25 у м. Дніпро (ТП-239)	ПС № 2	180	0,4	114пм	01.04.19
ВСЬОГО				17 880			

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

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

Таблиця 7.1

Потужності по виданих технічних умовах на приєднання до електричних мереж

ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»

№ п/п	Джерело живлення, ПС 20-150 кВ	Встановлена потужність ПС, МВт	Величина навантаження, МВт, зима/літо на 2019 р.	Сумарна потужність замовлена до приєднання (чинні ТУ), МВт		Реалізовані ТУ, МВт					Заплановані заходи зі створення резерву потужності у ПРСР	Примітка (сонячні установк и, рік / МВт)
				Всього	у т. ч. оплачено/проавансовано	2015	2016	2017	2018	2019		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	ПС-154/35/6 кВ «КПО»	2x25	27,4/17,9	0,122	0,012	0,007	0,095	0,217	1,136	0,058	технічне переоснащення з заміною тр-рів 2x40 МВА	
2	ПС-154/10/6 кВ «ПІМ»	32+40	10,6/5,8	7,07	0,22	0	0,018	0	0,150	0		
3	ПС-154/6/6 «Трубна»	2x32	4,5/4,4	2,60	0,15	0	0,051	0	1,198	0		

4	ПС-150/35/10 кВ «Силовая»	1х16	3/1,81	0	0	0	0	0	0,0205	0		
5	ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ»	32	0,33/0,1	0	0	0	0	0	0	0		
6	ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО»	2х32	5,2/1,6	0,327	0,008	0,0903	0,4188	0,3021	1,2891	0,033		
7	ПС «Наклоностволъна 150/6 кВ»	2х60	8,5/6,53	0	0	0	0	0	0	0		
8	ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1»	2х25	16,7/12	0,647	0,183	0,1275	0,1106	0,635	0,8638	0,151		
9	ПС-35/6 кВ № 3	2х6,3	1/0,8	1,544	0	0	0	0	0	0		
10	ПС-35/6 кВ «ЖКК»	2х4	0,6/0,2	0	0	0,002	0	0	0	0		
11	ПС-35/6 кВ «Стрічка»	2х6,3	6/2,4	0	0	0	0	0	0	0		
12	ПС-35/10 кВ «НМФ»	2х4	1,1/0,4	0	0	0	1,5	0	0	0		Видано ТУ СЕС на 4,9 МВт- 2018р.
13	ПС № 50 «Березняки» 35/10/6 кВ	2х10	5,22/4,3	0,068	0,002	0,026	0,03	0,026	0	0,052		
14	ПС № 47 35/6 кВ «Західна»	2х4	1,33/1	0	0	0	0	0	0	0		
15	ПС № 5 «Жилселище» 35/6 кВ	2х6,3	3,81/3,3	0,02	0	0,015	0,02	0,06	0,2913	0		
16	ПС- «Інгулецька» 35/6 кВ	2х2,5	0,6/0,1	0	0	0	0	0	0	0		
17	ПС «С-35» 35/6 кВ	3,2	1,9/0,21	0,005	0	0,0827	0,1234	0,20855	0,2289	0,076		
18	ПС- 29 35/6 кВ	2х4	0,3/0,2	0	0	0	0	0	0	0		
19	ПС-5 35/6(20) кВ м. Жовті Води	2х16	8,3/5,94	0,158	0,124	0,2464	0,1478	0,750557	1,3623	0,463		
20	ПС-35/6 кВ «Чешка»	1,6+2,5	0,51/0,32	0	0	0,1772	0,005	0	0	0		
21	ПС-35/10 кВ «Луч»	2х6,3	0,5/0,47	0	0	0	0	0	0	0		Підключе ні СЕС на 11,6 МВт - 2019 р.
22	ПС «Макорти» 35/6 кВ	2,5	0,4/0,18	0	0	0	0	0	0	0		
23	ПС-35/6 кВ «Палмаш»	2х10	0,7/0,25	0	0	0	0	0,086	0,21	0		
24	ПС 35/6 кВ «Рахманово»	2х4	1,3/0,33	0	0	0	0	0	0	0		
25	ПС «НВ-ЦЗ» 35/6 кВ	1,8	0,32/0,13	0	0	0	0	0	0	0		
26	ПС «САЗ» 35/10/6 кВ	2х2,5	4,5/1,26	0	0	0	0	0	0	0		
27	ПС-35/6 кВ «Молзавод»	2,5	1,22/0,9	0	0	0	0	0	0	0		
28	ПС-35/6 кВ №14	2,5+3,2	0,5/0,1	0	0	0	0	0	0	0		
29	ПС «ЦЗ» 35/6 кВ	2х4	0,4/0,18	0,18	0	0,005	0,003	0,09	0,058	0		
30	ПС-35/10 кВ «Сельстрой»	2х10	1,6/1,5	0,102	0,1	0	0,480	0,149	0,969	0,031		Видано ТУ СЕС на 12,8 МВт - 2018р.

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

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

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

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

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

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

Характеристика проблемних вузлів електричних мереж наведена нижче.

Таблиця 8.1

Характеристика проблемних вузлів електричних мереж

№ п/п	ПС, ЛЕП, їх характеристика (назва, напруга, кількість та потужність трансформаторів, довжина та перетин проводів (жил), матеріал опор ЛЕП	Рік будівництва	Існуюче максимальне навантаження, МВт	Роботи, які планується виконати, їх обґрунтування та прогнозований рік виконання	Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу
1	2	3	4	6	7
1	ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ» (1х32МВА+ 1х40МВА) м. Дніпро	1976	10,6	Реконструкція підстанції з заміною МВ-154 кВ на елегазові вимикачі. Встановлені масляні вимикачі вичерпали свій експлуатаційний ресурс, повністю амортизовані, фізично зношені, не забезпечують швидке та надійне відключення від дії релейного захисту, ненадійні в роботі, вимагають великих витрат на капітальний ремонт і експлуатаційне обслуговування. Технічне переоснащення - заміна силового трансформатора, який випрацював свій ресурс, заміна в ЗРУ МВ на ВВ, заміна вторинних ланцюгів. Проєкт 2016 року. Коригування проєкту реконструкції - 2020 рік. Орієнтовний термін виконання робіт з реконструкції – 2021-2022 рр. , технічного переоснащення – 2021 р. за сценарієм 2. СПР ст.24, 66, 81, 92. ПРСР ст.95 .	1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії; 6) зменшення впливу на навколишнє середовище
2	ПС «Наклонноствольна 150/6 кВ» (2х60 МВА)	1970	8,5	Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною комплектів КЗ-ВД 220 кВ на елегазові вимикачі 220 кВ, заміна силових трансформаторів 150/6 кВ, заміна фізично та морально зношеного обладнання на сучасне з покращеними технічними характеристиками з метою зниження втрат електроенергії, підвищення надійності електропостачання, зменшення шкідливого впливу на екологічне середовище, ризику травматизму виробничого персоналу, перерв в електропостачанні, експлуатаційних витрат на обслуговування обладнання. Орієнтовний термін виконання робіт 2023р. 1 етап за сц.1, 2022р. за сц.2. Розробка проєкту з технічного переоснащення ПС з	1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії;

				заміною силових трансформаторів 150/6 кВ – 2022 р. за сц.2, виконання робіт – 2023- 2024рр. за сц.2. СПР ст.27,67,94. . ПРСР ст.100 .	
3	ПС-154/35/6 кВ «КПО» (2х25 МВА) м.Дніпро	1966	27,4	Технічне переоснащення ВРУ-35 кВ, ЗРУ-6 кВ, заміна силових трансформаторів, організація обліку по стороні 150 кВ, телемеханіки та телеуправління. Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС. Підвищення надійної та безаварійної роботи електричних мереж Товариства. Забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії, забезпечення поточного та прогнозного навантаження. Орієнтовний термін виконання робіт 2025 р за сц.1, 2022-2025рр. за сц.2. СПР ст.24, 62, 66, 92. . ПРСР ст.103	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 3)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії; 5) розробка планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об'єктів, збільшення їх потужності тощо); 9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.
4	ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1» м.Дніпро (2х25 МВА)	1977	16,7	Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною обладнання ВРУ-150/35 кВ, заміною силових трансформаторів. Підвищення надійної та безаварійної роботи електричних мереж Товариства. Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання. Забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії. Коригування проєкту 2022 рік. Орієнтовний термін виконання робіт 2023-2025 рр. сц.2. СПР ст. 25, 81, 92. . ПРСР ст.110 .	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії; 6) зменшення впливу на навколишнє середовище; 9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311

5	ПС «С-35» (1х4 МВА) м. Жовті Води	1988	1,9	Необхідність реконструкції ПС: встановлення другого трансформатору та 2 секції 35 кВ, будівництво ЛЕП-35 кВ та перепідключення ПС до ПЛ-35 кВ Л-К-31, Л-К-32 ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» (на даний час ПС заживлена від мереж ТОВ «Восток Руда»). Реконструкція ПС для підвищення надійності роботи підстанції та зменшення втрат на її обслуговування, підвищення надійної роботи електромереж 6 кВ. Це дозволить забезпечити створення більш гнучкої схеми ПС «С-35» та ПС №5 м. Жовті Води та резервування від двох незалежних джерел живлення, збереження і подальшого використання існуючої ПЛ-35 кВ. Виконання робіт – 2022-2023 рр. с.ц.1, 2021 р. с.ц.2 СПР ст.30, 147, . ПРСР ст.113 .	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 5)розробку планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об'єктів, збільшення їх потужності тощо); 9)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;
6	ЛЕП 35 кВ до ПС «С-35» 35/6 кВ м. Жовті Води (дві КЛ-35 кВ Лтраси=4,45 км, 3хАПвСгаПУ-87/150 пер.1х240мм2/пер.ек. 50мм2)			Необхідність перепідключення ПС до ПЛ-35 кВ Л-К-31, Л-К-32 компанії для забезпечення надійної роботи електричних мереж в ремонтних та аварійних режимах, якісних параметрів електричної енергії. Термін виконання робіт – 2022-2024 рр. за с.ц.1, 2021 за с.ц.2. СПР ст.30, 125, 147. ПРСР ст.141 .	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 5)розробка планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об'єктів, збільшення їх потужності тощо).
7	ПС-35/6 кВ «Чешка» смт.Радушне Криворізького району (1х1,6 МВА+1х2,5 МВА)	1968	0,51	Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною силового трансформатору, заміна обладнання ВРУ-35 кВ та РУ-6 кВ, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління. Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання. Підвищення рівня якості електропостачання. Орієнтовний термін проектування 2021 р. с.ц.2. Орієнтовний термін виконання 2022 р. с.ц.2 СПР ст.34, 67,98, 150. ПРСР ст.115 .	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 3)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії; 8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж; 10)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у

					точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311;
8	ПС-35/10 кВ «Луч» (2х6,3 МВА) смт.Широке Широківського району	1993	0,5	Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною обладнання ВРУ-35 кВ, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління. Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання. Забезпечення поточного та прогнозного навантаження, якісними параметрами електричної енергії. Орієнтовний термін проєктування 2022 р. за сц.2 – виконання робіт 2023 р. за сц.2. СПР ст.30, 96. ПРСР ст.116 .	1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 4) інтеграцію до системи розподілу розподіленої генерації, у т. ч. виробників, що здійснюють виробництво електричної енергії з використанням альтернативних джерел енергії; 8) розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж; 9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311;
9	ПС-35/6 кВ «Молзавод» м.Нікополь (1х2,5 МВА)	1987	1,22	Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною силового трансформатора, заміна обладнання ВРУ-35 кВ, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління. Забезпечення енергоефективності, підвищення рівня споживання, в зв'язку з переведенням міста на електроопалення. Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання. Забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії. Орієнтовний термін виконання робіт 2024р. сц.1, 2021р. сц.2 СПР ст.37, 99.	1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних витрат електроенергії; 5) розробку планів розвитку інфраструктури системи

				ПРСР ст.117.	розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об'єктів, збільшення їх потужності тощо); 8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж; 9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.
10	ПС-35/6 кВ №14 м.Кам'янське (2,5+3,2 МВА)	1968	0,5	Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною силових трансформаторів, які відпрацювали свій ресурс, а також, заміна обладнання ВРУ-35 кВ, ЗРУ-6 кВ, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління, заміна силових трансформаторів. Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання. Забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії. Орієнтовний термін виконання робіт 2021р. за сц.1, 2021-2022 рр. за сц.2. СПР ст.37, 81, 99. ПРСР ст.119.	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж; 9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.
11	ПС-35/6 кВ «Стрічка» м. Марганець (2х6,3 МВА)	1972	6	Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною обладнання та порталів ВРУ-35 кВ, організація обліку по стороні 35 кВ, реконструкція ЗРУ-6 кВ, телемеханіки та телеуправління. Забезпечення якісними параметрами електричної енергії. Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання. Орієнтовний термін виконання робіт 2024-2025 рр. сц.1, 2021 р. сц.2 СПР ст.36, 67, 98. ПРСР ст.123.	1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 5)розробка планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об'єктів,

					збільшення їх потужності тощо); 9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.
12	ПС «ЦЗ» 35/6 кВ смт. Губініха-1 Новомосковського району (2х4 МВА)	1987	0,4	Необхідність технічного переоснащення ПС, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління, з заміною МВ на ВВ, силових трансформаторів. Зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання. Забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії. Орієнтовний термін виконання робіт 2024р. сц.1, 2022 р. за сц.2. СПР ст.32, 62, 67, 97. ПРСР ст.125 .	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 3)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних витрат електроенергії; 8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж; 9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.
13	ПС «НВ-ЦЗ» 35/6 кВ с. Козирщина Новомосковського району (1х1,8 МВА)	1989	0,32	Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною обладнання та порталів ВРУ-35 кВ, заміна силового трансформатора, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління. Організація системи сигналізації пожежної та периметральної охорони. Удосконалення норм безпеки та показників надійності електропостачання. Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання. Орієнтовний термін виконання робіт 2022-2023р. сц.1, 2022 р. сц.2 СПР ст.33, 62, 67, 97. ПРСР ст.129 .	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 3)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних витрат електроенергії; 8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж; 9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у

					точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.
14	ПС 35/6 кВ «Рахманово» м.Кривий Ріг, с. Руднічне (2х4 МВА)	1959	1,3	Необхідність технічного переоснащення ПС, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління, встановлення нового КРПЗ-6 кВ. Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання. Забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії. Орієнтовний термін виконання робіт 2025 р.. за сц.2. СПР ст.35, 98. ПРСР ст. 159 .	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж; 9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

15	ПС-35/6 кВ «Палмаш» м.Павлоград (2х10 МВА)	1972	0,7	Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною обладнання ВРУ-35 кВ та РУ-6 кВ, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління, заміна силового трансформатора ІТ. Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання, підвищення надійності енергопостачання споживачів. Орієнтовний термін виконання 2025р. сц.2 СПР ст.32, 62, 67, 96. . ПРСР ст. 131 .	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 2)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії; 8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж; 9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.
16	ПС «Сельстрой» с. Партизанське Дніпровського району (2х10 МВА)		1,6	Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною обладнання ВРУ-35 кВ, РУ-6 кВ. Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання, підвищення надійності енергопостачання споживачів. Орієнтовний термін проектування – 2023 р., виконання робіт 2024-2025рр. сц.2. ПРСР ст. 132 .	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 2)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії; 9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.
17	ПС-35/10 кВ «НМФ» м. Новомосковськ (2х4 МВА)	1984	1,1	Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною обладнання ВРУ-35 кВ, ЗРУ-10 кВ, заміна силових трансформаторів, організація обліку по стороні 35 кВ,	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання

				телемеханіки та телеуправління. Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання. Забезпечення існуючих та перспективних споживачів споживачів якісними параметрами електричної енергії. Орієнтовний термін проектування 2024 р. сц.2. Виконання робіт 2025 р. сц.2 СПР ст.34, 82, 97. ПРСР ст. 135 .	(безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж; 9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.
18.	ПЛ-35 кВ Л-МКР-31 с.Макорти Софіївського району (АС-70 L=17,82 км, опори металеві)	1963		Для відновлення технічного стану відповідно нормативним документам. забезпечення надійної роботи електричних мереж реконструкція ПЛ-35 кВ Л-МКР-31 в існуючій охоронній зоні в створі існуючої ПЛ-35 кВ Л-МКР-31, в тому числі з заходами на ПС. Орієнтовний термін виконання робіт - 2021 р. за сц.2. СПР ст.63, 101. ПРСР ст. 138 .	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);
19	ПЛ-35 кВ Л-Інг-31 с.Іскровка Петрівського району (АС-120 L=17,0 км. опори з/б та метал. У-образні та П-образні порталного типу з двома тросостойками)	1954		ЛЕП вичерпали фізичний і моральний ресурс. Необхідність реконструкції з заміною опор. Орієнтовний термін проектування 2022 р., виконання робіт – 2023 р. за сц.2. ПРСР ст. 140 .	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);
20	ПС 150/35/20кВ м. Вільногірськ			Необхідність будівництва ПС з врахуванням вимог НЕК «УКРЕНЕРГО» будівництва ПС напругою 150/35/20 кВ та висновків ТЕО щодо переведення електричних мереж м. Вільногірськ та прилеглої мережі 6 кВ на клас напруги 20 кВ. Для зменшення витрат в розподільних мережах 6 кВ шляхом їх переведу на більш високий клас напруги 20 кВ із зміною конфігурації мережі, створення резерву потужності для гарантованого надійного електропостачання споживачів та надання можливості розвитку інфраструктури міста. Орієнтовний термін виконання робіт 2022-2024рр. за сценарієм 2. СПР ст.103. ПРСР ст. 164 .	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 3)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних витрат електроенергії; 8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж; 9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог

					<p>Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311</p> <p>10)підвищення енергоефективності роботи розподільних електромереж шляхом їх реконфігурації, автоматизації та підвищення рівня середньої напруги.</p>
21.	ЛЕП 150 кВ до ПС 150/20 кВ м.Вільногірськ (АС-240 L=0,23 км)			Необхідність будівництва для підключення нової ПС 150/20 кВ м. Вільногірськ до ПС 330 кВ «ВДГМК». Орієнтовний термін виконання робіт 2022р. за сценарієм 2. СПР ст.103. ПРСР ст. 161 .	<p>1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу;</p> <p>5)розробку планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об'єктів, збільшення їх потужності тощо).</p>
22	ПС «Пролісок» 150/6 кВ (2х40 МВА) м. Дніпро			Необхідність будівництва ПС компанії в Чечелівському району м.Дніпро. Дозволить забезпечити надійність та якість, додаткову потужність для електропостачання споживачів, в тому числі соціально-значимих об'єктів, зменшення втрат в розподільних мережах. Орієнтовний термін будівництва підстанції – з 2025 р. за сценарієм 2. СПР ст.110. ПРСР ст. 153 .	<p>1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;</p> <p>2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);</p> <p>5)розробка планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об'єктів, збільшення їх потужності тощо);</p> <p>9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.</p>
23.	ЛЕП 150 кВ до ПС 150/6 кВ «Пролісок» м.Дніпро (L=7.843км АПВЕГПУ-150 1х300мм2/пер.95 мм2)			Необхідність будівництва для підключення ПС до ПС 330 кВ «Дніпровська». Орієнтовний термін будівництва з 2025р. за сценарієм 2. СПР ст.110. ПРСР ст. 162	<p>1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу;</p> <p>2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);</p> <p>2)зниження технологічних витрат електроенергії на її</p>

					<p>розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії;</p> <p>5)розробку планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об'єктів, збільшення їх потужності тощо);</p> <p>10)підвищення енергоефективності роботи розподільних електромереж шляхом їх реконфігурації, автоматизації та підвищення рівня середньої напруги.</p>
24.	<p>ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО» м.Павлоград (2х32 МВА)</p>	1970	5,2	<p>Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною комплектів КЗ-ВД 150 кВ на елегазові вимикачі 150 кВ, заміна силових трансформаторів 150/6 кВ на нові. Для доведення до діючих норм та з метою підвищення надійності роботи захисту трансформаторів, підвищення надійності електропостачання споживачів, зниження втрат електроенергії. Організація обліку по стороні 150 кВ, телемеханіки та телеуправління. Відновити роботу ПРВВ на живлячу підстанцію.Орієнтовний термін за сценарієм 2 - проектування 2022 р. та виконання робіт 2024-2025 рр.. СПР ст.26,62, 66, 93. ПРСР ст. 154.</p>	<p>1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу;</p> <p>2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);</p> <p>3)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії;</p> <p>7)інтеграцію до системи розподілу розподіленої генерації, у т. ч. виробників, що здійснюють виробництво електричної енергії з використанням альтернативних джерел енергії;</p> <p>5)розробку планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об'єктів, збільшення їх потужності тощо);</p> <p>9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.</p>

25	ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ» м.Павлоград (2х32 МВА)	1985	0,33	Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною обладнання 150-6 кВ, з заміною силового трансформатору 4Т. Підвищення надійної та безаварійної роботи електричних мереж Товариства. Забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії. Орієнтовний термін за сценарієм 2 - проєктування 2023р. та виконання робіт 2024 р. СПР ст.27, 62, 67, 94. ПРСР ст. 156 .	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 3)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії.
26.	ПЛ-35 кВ Л-0-ЮЖ-31/Л-0-ЮЖ-32 с.Руднічне, м.Кривий Ріг, (АС-70 L=4,8 км., опори з/б та метал.) ПРСР ст.160	1959		ЛЕП вичерпали фізичний і моральний ресурс. Необхідність реконструкції з заміною опор. Для забезпечення надійної роботи електричних мереж в ремонтних та аварійних режимах, в тому числі підвищення пропускної здатності ліній, зниження технологічних втрат електричної енергії, зменшення ремонтно-експлуатаційних витрат, забезпечення безперебійного живлення споживачів. Орієнтовний термін за сценарієм 2 - проєктування 2022-2024 рр., виконання робіт - 2024р. за сц.2. . СПР ст.150, 152.	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 3)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії.
27.	ПЛ-150 кВ Л-0-10-А/Л-0-11-А м.Дніпро (АС-185 L=1.65 км, опори метал.) ПРСР ст.162	1969			
28	ПЛ-35 кВ Л-САЗ смт.Славгород (АС-95 L=2,2 км., опори з/б та метал.) ПРСР ст.160	1967			

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

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

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

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

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

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

Таблиця 9.1

№№ з/п	Найменування об'єкта	Дисп. наймен.	Потужність тр-рів на 2020 р.		зима			літо		
			МВА	МВт	МВт	% в нормальному режимі	% в аварій авар, ремонтному режимі	МВт	% в нормальному режимі	% в аварій авар, ремонтному режимі
1	ПС-154/35/6 кВ «КПО»	1Т	25	23,0	30,00	65%	130%	19,60	43%	85%
		2Т	25	23,0						
2	ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	1Т	32	29,4	13,00	20%	44%	7,11	11%	24%
		2Т	40	36,8						
3	ПС-154/6/6 «Трубна»	1Т	32	29,4	5,82	10%	20%	5,69	10%	19%
		2Т	32	29,4						
4	ПС-150/35/10 кВ «Силова»	1Т	16	14,7	9,70	66%	66%	5,80	39%	39%
5	ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ»	4Т	32	29,4	0,34	1%	1%	0,12	0,4%	0,4%
6	ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО»	1Т	32	29,4	5,70	10%	19%	1,97	3%	7%
		2Т	32	29,4						
7	ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ»	1Т	60	55,2	8,71	8%	16%	7,58	7%	14%
		2Т	60	55,2						
8	ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1»	1Т	25	23,0	17,80	39%	77%	14,46	31%	63%
		2Т	25	23,0						
9	ПС-35/6 кВ №3	1Т	6,3	5,8	1,83	16%	32%	1,46	13%	25%
		2Т	6,3	5,8						
10	ПС-35/6 кВ «ЖКК»	1Т	4	3,7	0,62	8%	17%	0,23	3%	6%
		2Т	4	3,7						
11	ПС-35/6 кВ «Стрічка»	1Т	6,3	5,8	6,2	53%	107%	2,78	24%	48%
		2Т	6,3	5,8						
12	ПС-35/10 кВ «НМФ»	1Т	4	3,7	1,13	15%	31%	0,47	6%	13%

		2Т	4	3,7						
13	ПС №50 «Березняки» 35/10/6 кВ	1Т	10	9,2	5,42	29%	59%	5,35	29%	58%
		2Т	10	9,2						
14	ПС №47 35/6 кВ «Західна»	1Т	4	3,7	1,4	19%	38%	1,16	16%	31%
		2Т	4	3,7						
15	ПС №5»Жилселище»35/6 кВ	1Т	6,3	5,8	4,12	36%	71%	4,97	43%	86%
		2Т	6,3	5,8						
16	ПС 35/6 кВ «Інгулецька»	1Т	2,5	2,3	0,62	13%	27%	0,12	2,54%	5,07%
		2Т	2,5	2,3						
17	ПС «С-35»35/6 кВ	1Т, 2Т	4	3,7	1,95	53%	53%	0,25	7%	7%
18	ПС-29 35/6 кВ	1Т	4	3,7	0,31	4%	8%	0,14	2%	4%
		2Т	4	3,7						
19	ПС-5 35/6 кВ м. Жовті Води	1Т	16	14,7	8,67	29%	59%	7,63	26%	52%
		2Т	16	14,7						
20	ПС-35/6 кВ «Чешка»	1Т	1,6	1,5	0,52	14%	35%	0,37	10%	25%
		2Т	2,5	2,3						
21	ПС-35/10 кВ «Луч»	1Т	6,3	5,8	0,51	4%	9%	0,55	5%	9%
		2Т	6,3	5,8						
22	ПС «Макорти» 35/6 кВ	1Т	2,5	2,3	0,41	18%	18%	0,20	9%	9%
23	ПС-35/6 кВ «Палмаш»	1Т	10	9,2	0,72	4%	8%	0,29	2%	3%
		2Т	10	9,2						
24	ПС 35/6 кВ «Рахманово»	1Т	4	3,7	1,33	18%	36%	0,38	5%	10%
		2Т	4	3,7						
25	ПС «НВ-ЦЗ»35/6 кВ	1Т	1,8	1,7	0,33	20%	20%	0,15	9%	9%
26	ПС «САЗ»35/10/6 кВ	1Т	2,5	2,3	1,23	27%	53%	1,00	22%	43%
		2Т	2,5	2,3						
27	ПС-35/6 кВ «Молзавод»	1Т	2,5	2,3	1,25	54%	54%	1,04	45%	45%
28	ПС-35/6 кВ №14	3Т	2,5	2,3	0,51	10%	22%	0,12	2%	5%
		4Т	3,2	2,9						
29	ПС «ЦЗ»35/6 кВ	1Т	4	3,7	0,6	8%	16%	0,73	10%	20%
		2Т	4	3,7						
30	ПС-35/10 кВ «Сельстрой»	1Т	10	9,2	1,74	9%	19%	2,36	13%	26%
		2Т	10	9,2						

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

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

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

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

– організація нового джерела живлення ПС 35 кВ «С-35» зі встановленням

трансформатору 35/6 кВ потужністю 4 МВА.

- Щодо ПС «Молзавод» 35/6, з 2019 року по сьогоднішній день триває реконструкція ПЛ-35 кВ Л-377, тому навантаження з ПС «Молзавод» на час реконструкції АТ «ДТЕК «ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» частково перевели на свої мережі.

Таблиця 9.2

№ № з/ п	Найменування об'єкта	Дис п. най мен.	Потужність тр- рів на 2021 р.		зима			літо		
			МВА	МВт	МВт	% в нормальн ому режимі	% в аварій авар, ремонт ному режимі	МВт	% в норма льному у режи мі	% в аварій авар, ремонтном у режимі
1	ПС-154/35/6 кВ «КПО»	1Т	25	23	30,17	66%	131%	24,40	41%	66%
		2Т	25	23						
2	ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	1Т	32	29,4	13,00	20%	44%	9,20	14%	31%
		2Т	40	36,8						
3	ПС-154/6/6 «Трубна»	1Т	32	29,4	5,97	10%	20%	4,90	8%	17%
		2Т	32	29,4						
4	ПС-150/35/10 кВ «Силова»	1Т	16	14,7	9,92	67%	67%	7,40	50%	50%
5	ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ»	4Т	32	29,4	0,35	1%	1%	0,12	0,4%	0,4%
6	ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО»	1Т	32	29,4	5,81	10%	20%	1,97	3%	7%
		2Т	32	29,4						
7	ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ»	1Т	60	55,2	8,93	8%	16%	7,58	7%	14%
		2Т	60	55,2						
8	ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1»	1Т	25	23,0	18,23	40%	79%	14,46	31%	63%
		2Т	25	23,0						
9	ПС-35/6 кВ №3	1Т	6,3	5,8	3,45	30%	60%	3,02	26%	52%
		2Т	6,3	5,8						
10	ПС-35/6 кВ «ЖКК»	1Т	4	3,7	0,63	9%	17%	0,23	3%	6%
		2Т	4	3,7						
11	ПС-35/6 кВ «Стрічка»	1Т	6,3	5,8	6,30	54%	109%	2,78	24%	48%
		2Т	6,3	5,8						
12	ПС-35/10 кВ «НМФ»	1Т	4	3,7	1,16	16%	32%	0,47	6%	13%
		2Т	4	3,7						
13	ПС №50 «Березняки» 35/10/6 кВ	1Т	10	9,2	5,63	31%	61%	4,70	26%	51%
		2Т	10	9,2						
14	ПС №47 35/6 кВ «Західна»	1Т	4	3,7	1,40	19%	38%	1,57	21%	43%
		2Т	4	3,7						
15	ПС №5»Жилселище»35/6 кВ	1Т	6,3	5,8	4,43	38%	76%	0,82	7%	14%
		2Т	6,3	5,8						
16	ПС 35/6 кВ «Інгулецька»	1Т	2,5	2,3	0,63	14%	27%	0,12	2,54%	5,07%
		2Т	2,5	2,3						
17	ПС «С-35»35/6 кВ	1Т, 2Т	8	7,4	2,01	27%	50%	0,25	3%	6%

18	ПС-29 35/6 кВ	1Т	4	3,7	0,32	4%	9%	0,19	3%	5%
		2Т	4	3,7						
19	ПС-5 35/6 кВ м. Жовті Води	1Т	16	14,7	9,05	31%	61%	6,20	21%	42%
		2Т	16	14,7						
20	ПС-35/6 кВ «Чешка»	1Т	1,6	1,5	0,54	14%	37%	0,37	10%	25%
		2Т	2,5	2,3						
21	ПС-35/10 кВ «Луч»	1Т	6,3	5,8	0,53	5%	9%	0,26	2%	4%
		2Т	6,3	5,8						
22	ПС «Макорти» 35/6 кВ	1Т	2,5	2,3	0,42	18%	18%	0,20	9%	9%
23	ПС-35/6 кВ «Палмаш»	1Т	10	9,2	0,74	4%	8%	0,29	2%	3%
		2Т	10	9,2						
24	ПС 35/6 кВ «Рахманово»	1Т	4	3,7	1,37	19%	37%	0,61	8%	17%
		2Т	4	3,7						
25	ПС «НВ-ЦЗ» 35/6 кВ	1Т	1,8	1,7	0,34	21%	21%	0,15	9%	9%
26	ПС «САЗ» 35/10/6 кВ	1Т	2,5	2,3	1,20	26%	52%	0,74	16%	32%
		2Т	2,5	2,3						
27	ПС-35/6 кВ «Молзавод»	1Т	2,5	2,3	1,28	56%	56%	0,50	22%	22%
28	ПС-35/6 кВ №14	3Т	2,5	2,3	0,53	10%	23%	1,00	19%	43%
		4Т	3,2	2,9						
29	ПС «ЦЗ» 35/6 кВ	1Т	4	3,7	0,79	11%	21%	0,73	10%	20%
		2Т	4	3,7						
30	ПС-35/10 кВ «Сельстрой»	1Т	10	9,2	1,89	10%	21%	1,50	8%	16%
		2Т	10	9,2						

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

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

10. Інформація щодо якості електропостачання та заходів, направлених на її підвищення

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

Таблиця 10.1

Інформація щодо комерційної якості послуг та якості електроенергії за 2019 рік									
Код послуги	Тип послуги	Код рядка	Загальна кількість звернень	Кількість наданих послуг	Кількість ненаданих послуг	Строк виконання послуги визначений законодавством	Середній строк надання послуги	Кількість послуг, час виконання яких перевищив установлені строки	Відсоток послуг, час виконання яких перевищив установлені терміни, %
A	Б	В	1	2	3	4	5	6	7
S1	Приєднання до мереж системи розподілу:	010	836	836	0		3,63		
S1.1	видача технічних умов на приєднання разом з проектом договору про приєднання:	015	668	668	0		3,98		
S1.1.1	стандартне приєднання (пункт 4.5.5*)	020	402	402	0	10 роб.днів	3,65		
S1.1.2	нестандартне приєднання (без необхідності погодження ТУ з ОСП) (пункт 4.5.6*)	025	1	1	0	10 роб.днів	4,00		
S1.1.3	нестандартне приєднання (з необхідністю погодження ТУ з ОСП) (пункт 4.5.6*)	030	265	265	0	20 роб.днів	4,48		
S1.2	подання робочої напруги для проведення випробувань електрообладнання (пункт 4.7.6*)	035	33	33	0		2,27		
S1.2.1	не потребує припинення електропостачання інших Користувачів	040	28	28	0	5 роб.днів	2,29		
S1.2.2	потребує припинення електропостачання інших Користувачів	045	5	5	0	10 роб.днів	2,20		
S1.3	підключення електроустановок Замовника до електричної мережі (пункт 4.8.4*)	050	135	135	0		2,26		
S1.3.1	не потребує припинення електропостачання інших Користувачів	055	86	86	0	5 роб.днів	2,17		
S1.3.2	потребує припинення електропостачання інших Користувачів	060	49	49	0	10 роб.днів	2,41		
S2	Видача:	065	0	0	0		0,00		
S2.1	паперового примірника укладеного договору про надання послуг з розподілу (пункт 2.1.4**)	070	0			3 роб.дні			
S2.2	підписаного ОСР паспорту точки розподілу (пункт 2.1.4**)	075	0			10 роб.днів			
S3	Відновлення електроживлення електроустановки споживача:	080	505	505	0		1,06		
S3.1	яка була відключена за заявою споживача (пункт 11.5.11*, пункт 7.13**)	085	4	4	0	5 роб.днів	1,00		
S3.2	яка була відключена за ініціативою ОСР (пункт 11.5.23*, пункт 7.12**)	090	63	63	0		1,00		
S3.2.1	у міській місцевості	095	59	59	0	3 роб.дні	1,00		
S3.2.2	у сільській місцевості	100	4	4	0	5 роб.днів	1,00		
S3.3	яка була відключена за зверненням електропостачальника (пункт 7.12**)	105	438	438	0		1,07		
S3.3.1	у міській місцевості	110	429	429	0	3 роб.дні	1,07		
S3.3.2	у сільській місцевості	115	9	9	0	5 роб.днів	1,00		
S4	Перевірка лічильника (пункт 6.11 розділу XIII ***)	120	0			20 днів			
S5	Розгляд звернень/скарг/претензій споживачів:	125	403	403	0		9,11		
S5.1	розгляд звернень/скарг/претензій споживачів (пункт 13.1.4*)	130	313	313	0	30 днів	8,99		

S5.2	розгляд звернень/скарг/претензій споживачів (якщо під час розгляду звернення необхідно здійснити технічну перевірку або провести експертизу засобу обліку) (пункт 13.1.4*)	135	29	29	0	45 днів	9,69		
S5.3	розгляд звернень споживачів щодо перевірки правильності рахунку за послуги з розподілу електричної енергії (пункт 13.1.4*)	140	19	19	0	5 роб.днів	4,00		
S5.4	розгляд скарг (претензій) щодо якості електричної енергії (пункт 13.2.1*)	145	42	42	0		11,93		
S5.4.1	якщо вимірювання параметрів якості електричної енергії не проводяться	150	2	2	0	15 днів	9,00		
S5.4.2	у разі проведення вимірювань параметрів якості електричної енергії	155	40	40	0	30 днів	12,08		
S5.5	розгляд звернень Споживачів щодо відшкодування збитків, завданих внаслідок недотримання ОСР показників якості електропостачання (пункт 13.3.1*)	160	0			30 днів			
Разом		165	1744	1744	0		4,15	0	0,00%

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

Таблиця 10.2

Індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні SAIDI за 2019 рік

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

Таблиця 10.3

Індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні SAIFI за 2019 рік

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

Таблиця 10.4

Індекс середньої тривалості коротких перерв в електропостачанні МАІФІ за 2019 рік

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

Таблиця 10.5

Розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії ENS за 2019 рік

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

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

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

Таблиця 10.6

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

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

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

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

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

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

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

Таблиця 10.7

Надійність роботи електричних мереж

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

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

Прогнозовані показники надійності електричних мереж наведені в таблиці 10.8.

Таблиця 10.8.

Прогнозовані показники надійності електричних мереж

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

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

- індекс середньої тривалості довгих перерв (технологічні порушення в мережах ліцензіата та заплановані без попередження споживача) в електропостачанні в системі на рівнях напруги до 0,4-20 кВ для міських населених пунктів не більше хв. –191;
- індекс середньої тривалості довгих перерв (технологічні порушення в мережах ліцензіата та заплановані без попередження споживача) в електропостачанні в системі на рівнях напруги до 0,4-20 кВ для сільських населених пунктів не більше хв. –22.

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

- індекс середньої тривалості довгих перерв (технологічні порушення в мережах ліцензіата та заплановані без попередження споживача) в електропостачанні в системі на рівнях напруги до 0,4-20 кВ для міських населених пунктів не більше хв. –168;
- індекс середньої тривалості довгих перерв (технологічні порушення в мережах ліцензіата та заплановані без попередження споживача) в електропостачанні в системі на рівнях напруги до 0,4-20 кВ для сільських населених пунктів не більше хв. –102.

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

Таблиця 10.9

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Таблиця 11.1

Графік придбання переносних приладів класу точності А

№ з/п	Тип приладу	Вартість, тис. грн (без ПДВ)	2021		2022		2023		2024		2025	
			Кількість, шт	Вартість, тис. грн (без ПДВ)	Кількість, шт	Вартість, тис. грн (без ПДВ)	Кількість, шт	Вартість, тис. грн (без ПДВ)	Кількість, шт	Вартість, тис. грн (без ПДВ)	Кількість, шт	Вартість, тис. грн (без ПДВ)
1	Прилад для вимірювання показників якості електричної енергії SATEC PM 175 (трифазний)	68,948			1	68,948					1	68,948
2	Реєстратор якості електричної енергії Metrel MI 2885 EU Q4	99,088			1	99,088			1	99,088		
3	Аналізатор якості електроенергії Pure BlackBox	293,91					1	293,91			1	293,91
	Всього				2	168,036	1	293,91	1	99,088	2	362,85

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

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

Таблиця 11.2

Перелік підстанцій, на яких проводяться виміри щорічно

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

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

Таблиця 11.3

Графік проведення вимірів з прив'язкою до структурних підрозділів

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

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

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

Всього в середньому необхідно провести $8+6+5+4=23$ вимірювань на рік. Кількість тижнів в році – 52. Кожне вимірювання триває не менше 7 діб. Тому, враховуючи час на встановлення,

зняття приладу та обробку інформації, для виконання в повному обсязі вимог Кодексу систем розподілу щодо вимірювання та моніторингу параметрів якості електричної енергії на підстанціях, ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» необхідно застосувати, в разі виконання вимірювань персоналом ПС та РЕМ, як мінімум, 1 прилад ПЯЕЕ.

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

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

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

Створення автоматизованої системи обліку дозволить:

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

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

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

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

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

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

13. Плани в частині заходів з компенсації реактивної потужності

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

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

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

14. Плани в частині улаштування «інтелектуального» обліку електричної енергії

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу: упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

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

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

Багатофункціональність лічильників електричної енергії передбачає також можливість подальшого застосування багатотарифного обліку електроенергії. Система щоденно «опитує»

лічильники і на підставі фактичних показників проводиться точний розрахунок за розподілену електроенергію. Автоматизовані системи обліку дозволяють контролювати баланс електричної енергії по будинку, лінії, здійснювати контроль величини дозволеної потужності.

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

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

Впровадження інтелектуальних мереж Smart Grid дозволяє:

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

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

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

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

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

Критерії вибору встановлення лічильників електроенергії типу Smart:

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

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

Таблиця 14.1

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

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

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

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

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

Таблиця 14.2

План впровадження АСКОЕ (комерційного обліку) по роках, %

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

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

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

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

Таблиця 14.3

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

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

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

- 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;
- 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);

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

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

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

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

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

Таблиця 15.1

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

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

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

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

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

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

1. Удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;
2. Підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами).

Таблиця 15.3

Очікуваний недовідпуск електричної енергії, тис.кВт.год.

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

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

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

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

- облаштування лабораторії для пошуку порушень, що скоюються за допомогою вплива частотних генераторів, та подібними впливам.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- удосконалення розрахункового і технічного обліку електроенергії, заміна застарілих вимірювальних приладів, а також приладів обліку, трансформаторів струму, трансформаторів

напруги з технічними параметрами, що не відповідають законодавчим та нормативно - технічним вимогам;

- установка приладів обліку на фасадах приватних володінь;
- заміна проводів АС на СІП, заміна вводів в будівлі, виконаних неізолюваним проводом;
- впровадження автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії АСКОЕ для побутових споживачів;
- забезпечення обладнанням та матеріалами рейдових бригад по виявленню несанкціонованого відбору електроенергії.

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

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

Таблиця 15.4

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

Одним із важливих напрямків для зниження фактичних витрат електроенергії є боротьба з крадіжками електричної енергії за рахунок удосконалення схем вводів у житлові будинки, із

застосуванням ізолюваного проводу, тому що багаторічний досвід експлуатації показав, що традиційні повітряні лінії 0,4 кВ із неізолюваними проводами мають ряд недоліків (можливість самовільного дооблікового підключення, підвищена небезпека для населення, схильність ліній руйнуванню від впливу льодоутворення, відключення ліній внаслідок ушкодження проводів, високі експлуатаційні витрати на їх обслуговування).

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

Таблиця 15.5

План установки ФШО на 2021-2025 рр.

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

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

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

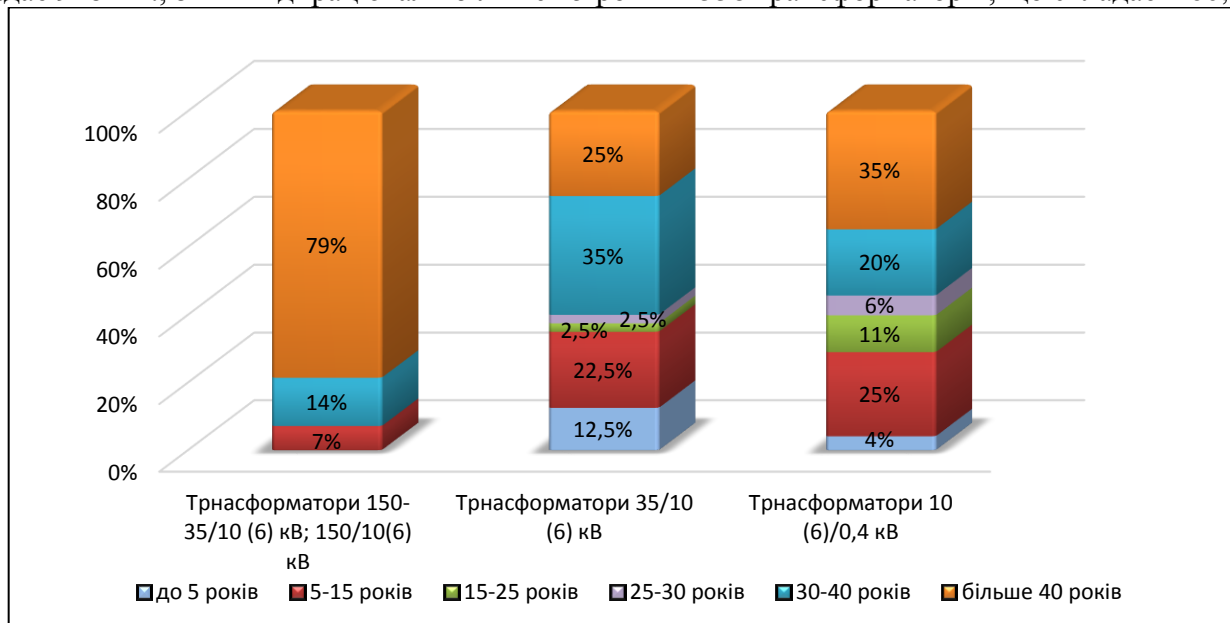
Згідно з Планом розвитку пропонується провести технічне переоснащення (сценарій 1) - на 4 підстанціях 150 кВ та на 12 підстанціях 35 кВ, за сценарієм 2 - на 6 підстанціях 150 кВ та на 12 підстанціях 35 кВ. Устаткування фізично і морально застаріло.

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

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

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

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



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

Назва ПС	Дисп. №	Існуючий тр-р (тип - потужність / напруга)	Рік випуску	Виконання робіт	Тр-р передбачений проектом
ПС-154/35/6 кВ «КПО»	1Т	ТДТНГ-25000/150/35/6	1966	2025 сц.1	ТДТН-40000/150 У1
ПС-154/35/6 кВ «КПО»	2Т	ТДТНГ-25000/150/35/6	1969	2026	ТДТН-40000/150 У1
ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	1Т	ТРДН-32000/150-70У1, 150/10/6	1978	2021 сц.2	ТДТН-40000/150 У1
ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1»	1Т	ТДТН-25000/35/6	1977	2026	ТДТН-40000/150 У
ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1»	2Т	ТДТН-25000/35/6	1977	2026	ТДТН-40000/150 У
ПС-154/6/6 «Трубна»	1Т	ТРДН-32000/150-70У1, 150/6/6	1975	2026	-*
ПС-154/6/6 «Трубна»	2Т	ТРДН-32000/150-70У1, 150/6/6	1972	2026	-*
ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ»	1Т	ТДГ-60000/150	1968	2023 сц.2	-*
ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ»	2Т	ТДГ-60000/150	1970	2024 сц.2	-*
ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ»	4Т	ТРДН-32000/150-У1	1985	2024 сц.2	-*
ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО»	1Т	ТРДН-32000/150-У1	1974	2024 сц.2	-*
ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО»	2Т	ТРДН-32000/150-У1	1977	2025 сц.2	-*
ПС-150/35/6 кВ «Силова»	1Т	ТДТН-16000/150	1987	2027	-*
ПС-35/6 кВ «Молзавод»	1Т	ТМ-2500/35/6	1988	2023 сц.1	ТМН-4000/35 У1
ПС N 50 «Березняки» 35/10/6 кВ	1Т	ТДНС-10000/35 -У1	1989	2029	-*

ПС N 50 «Березняки» 35/10/6 кВ	2Т	ТДНС-10000/35 -У1	1989	2029	-*
ПС-35/6 кВ «Чешка»	1Т	ТМ-1600/35	1968	2022 сц.2	-*
ПС-29 35/6 кВ	1Т	ТМ-4000/35	1983	2027	-*
ПС-29 35/6 кВ	2Т	ТМ-4000/35	1983	2027	-*
ПС-35/6 кВ N 14	3Т	ТМ-2500/35/6	1977	2021 сц.1	-*
ПС-35/6 кВ N 14	4Т	ТМ-3200/35/6	1956	2021 сц.1	-*
ПС-35/10 кВ «НМФ»	1Т	ТМН-4000-35/75-У1, 35/10	1984	2025 сц.2	-*
ПС-35/10 кВ «НМФ»	2Т	ТМН-4000-35/75-У1, 35/10	1984	2025 сц.2	-*
ПС-35/6 кВ «ЖКК»	1Т	ТМН-4000-35	1981	2027	-*
ПС-35/6 кВ «ЖКК»	2Т	ТМН-4000-35	1981	2027	-*
ПС-35/6 кВ «Палмаш»	1Т	ТДНС-10000/35/6	1971	2026	-*
ПС «САЗ» 35/10/6 кВ	1Т	ТМН-2500/35	1984	2028	-*
	2Т	ТМН-2500/35	1976	2028	-*
ПС-35/10 кВ «Сельстрой»	1Т	ТМН-10000/35/10	1977	2027	-*
ПС-35/10 кВ «Сельстрой»	2Т	ТДНС-10000/35/10	1975	2027	-*
ПС «Макорти» 35/6 кВ	1Т	ТМ-2500/35	1971	2029	-*
ПС «НВ-ЦЗ» 35/6 кВ	1Т	ТМ-1800/35	1968	2022 сц.1	-*
ПС «ЦЗ» 35/6 кВ	1Т	ТМН-4000/35-73У1, 35/6	1988	2026	-*
ПС «ЦЗ» 35/6 кВ	2Т	ТМН-4000/35-73У1, 35/6	1987	2026	-*

Примітка: -* тип силового трансформатора буде визначено проектом.

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

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

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

Таблиця 16.1

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

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

Таблиця 16.2

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

№ п./п.	Назва і тип лінії електропередачі	Характеристика ПЛ				Вид капіталь-ного будів-ництва (нове, реконст- рукція, тех-нічне пере-оснащення)	Наявність проектної документаці ї	Стан проєктних робіт		Кошторис-на/ оціночна вартість будівництва, тис.грн.	Будівельні роботи		
		Напр уга, кВ	Кількіс ть ланцю гів	Довжин а лінії по трасі, км	Марка проводу			почато к (рік)	закінче ння (рік)		Плановий термін початку бу- дівництва (рік)	Норматив- ний термін будів-ництва (рік)	Орієнтов- ний термін закінчення будівництва (рік)
1	ЛЕП 35 кВ до ПС «С-35» 35/6 кВ м.Жовті Води	35	2	4,45	АПВЕгаПУ- 87/150 пер.1*240	нове	в наявності	2016	2016	27512,87	2022	3	2024
	ВСЬОГО									27512,87			

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

Таблиця 16.3

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

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

Таблиця 16.4

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

№ п.п.	Назва і тип лінії електропередачі	Вид капітального будівництва (нове, реконструкція, технічне переоснащення)	Наявність проєктної документації	2021	2022	2023	2024	2025
2	ЛЕП 35 кВ до ПС «С-35» 35/6 кВ м.Жовті Води	нове	в наявності		15677,05	9976,067	1859,75	
	ВСЬОГО			0	15677,05	9976,067	1859,753	0

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

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

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

№з/п	Назва об'єкта/РЕМ	Місцезнаходження об'єкта	Од. вим., км ліній/од. ТП	Орієнтовна кошторисна вартість робіт (тис.грн..)	Термін виконання робіт	
1	Нове будівництво об'єктів системи розподілу рівня напруги 10 (6); 0,4 кВ					
1.1.	Вільногірські РЕМ, усього					
1.1.1	Будівництво ПЛ-6 кВ	смт. Дніпровське	0,43	202,3	2 022	2 022
1.1.2	Будівництво КЛ-0,4 кВ		0,1	160,0	2 022	2 022
1.2.	Павлоградські РЕМ, усього					
1.2.1	Будівництво розвантажувального ТП-6/0,4 кВ	м. Павлоград	2	540	2 023	2 023
1.2.2	Будівництво КЛ-0,4 кВ		0,2	150	2 025	2 025
1.3.	Дніпроперовські РЕМ, усього					
1.3.1	Будівництво розвантажувального ТП-6/0,4 кВ	м. Дніпро	2	860	2 022	2 023
1.3.2	Будівництво КЛ 6 кВ		15,93	4010,0	2 022	2 025
1.3.3	Будівництво КЛ 0,4 кВ		1,7	340	2 023	2 023
1.4.	Жовтоводські РЕМ, усього					
1.4.1	Будівництво розвантажувального ТП-6/0,4 кВ	м. Жовті Води	3	1110,0	2 022	2 024
1.4.2	Будівництво ПЛ-10 кВ		1,7	440	2 024	2 024
1.5.	Криворізькі РЕМ, усього					
1.5.1	Будівництво розвантажувального ТП-6/0,4 кВ	м. Кривий Ріг	2	650	2 022	2 025
2.	Реконструкція, технічне переоснащення об'єктів системи розподілу рівня напруги 10 (6); 0,4 кВ					
2.1.	Вільногірські РЕМ, усього					
2.1.1	Технічне переоснащення ТП, РП 6/0,4 кВ	смт. Дніпровське, м. Вільногірськ	19	2390,0	2 021	2 025
2.1.2	Реконструкція ПЛ-0,4 кВ		9,67	2505,8	2 021	2 024
2.1.3	Реконструкція КЛ-6 кВ		2,3	1030,2	2 022	2 025
2.1.4	Реконструкція КЛ 0,4 кВ		0,9	563,0	2 022	2 025
2.2.	Криворізькі РЕМ, усього					
2.2.1	Технічне переоснащення ТП, РП 10(6)/0,4 кВ	м. Кривий Ріг, Криворізький район, Інгулецький район, Апостолівський район	21	1630	2 021	2 025
2.2.2	Реконструкція ПЛ-0,4 кВ		14,3	7316,2	2 021	2 025
2.2.3	Реконструкція ПЛ 6 кВ		3,7	870,0	2 022	2 025
2.2.4	Реконструкція КЛ-10 кВ		1,5	340,0	2 025	2 025

2.3.	Павлоградські РЕМ, усього					
2.3.1	Технічне переоснащення ТП, РП 10(6)/0,4 кВ	м. Павлоград, смт. Гвардійське, смт. Черкаське Новомосковського району	45	3 500,0	2 021	2 025
2.3.2	Реконструкція ПЛ-10 кВ		3,4	794,9	2 022	2 025
2.3.3	Реконструкція ПЛ-0,4 кВ		13,8	3929,8	2 021	2 025
2.3.4	Реконструкція КЛ-10 кВ		8,2	1991,8	2 022	2 025
2.3.5	Реконструкція КЛ 0,4 кВ		2,7	1 880,6	2 021	2 025
2.2.	Жовтоводські РЕМ , усього					
2.2.1	Технічне переоснащення ТП, РП 10(6)/0,4 кВ	м. Жовті Води	44	2470,0	2 021	2 025
2.2.2	Реконструкція ПЛ 10-6 кВ		16,8	2481,0	2 022	2 025
2.2.3	Реконструкція ПЛ-0,4 кВ		12,2	3282,3	2 021	2 025
2.2.4	Реконструкція КЛ-6 кВ		7,1	2660,0	2 022	2 025
2.2.5	Реконструкція КЛ 0,4 кВ		5,6	1 302,0	2 022	2 025
2.5.	Дніпроперовські РЕМ , усього					
2.5.1	Технічне переоснащення ТП, РП 10(6)/0,4 кВ	м. Дніпро	74	9010,0	2 021	2 025
2.5.2	Реконструкція КЛ-6-10 кВ		13,83	4881,5	2 022	2 025
2.5.3	Реконструкція КЛ 0,4 кВ		3,2	834,0	2 022	2 025
2.5.4	Реконструкція ПЛ-0,4 кВ		5,6	1392,5	2 021	2 025

Таблиця 16.6

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

Назва об'єкта/РЕМ	Місцезнахо дження об'єкта	2 021 р.		2 022р.		2 023 р.		2 024 р.		2025 р.	
		км ліній, од. ТП	Вартість, тис.грн.	км ліній, од. ТП	Вартість, тис.грн.	км ліній, од./МВА ТП	Вартість, тис.грн.	км ліній, од./МВА ТП	Вартість, тис.грн.	км ліній, од./МВА ТП	Вартість, тис.грн.
Реконструкція ПЛ-0,4 кВ											
у тому числі:											
ПЛІ 0,4 кВ											
Вільногірські РЕМ	смт. Дніпровськ е	4	1905,8	2	200	2	200	1,67	200		
Криворізькі РЕМ	м. Кривий Ріг	3,7	5086,2	1,5	380	1	200	2,6	650	5,5	1000
Павлоградські РЕМ	м. Павлоград	6,0	1589,0	0,8	430,7	0,8	430	0,8	480	5,4	1000
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води	2,0	760,0	1,5	342,3	1,5	340	1,5	340	5,7	1500
Дніпроперовські РЕМ		4,0	892,0	0,3	100	0,5	140,3	0,3	100	0,5	160,2
Будівництво КЛ-0,4 кВ											
Вільногірські РЕМ	смт. Дніпровськ е			0,1	160						
Павлоградські РЕМ	м. Павлоград								40	0,2	110
Дніпроперовські РЕМ	м. Дніпро				40	1,7	300				
Реконструкція КЛ 0,4 кВ											
Павлоградські РЕМ	м. Павлоград	0,5	450,6	0,5	350	0,2	140	1,0	540	0,5	400
Дніпроперовські РЕМ	м. Дніпро		133,0	1,1	260	0,5	101	0,9	220	0,7	120

Вільногірські РЕМ	сmt. Дніпровськ е		70	0,2	173		80	0,23	120	0,47	120
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води		80	1,6	380	2,4	500		42	1,6	300
Будівництво ПЛ-10-6 кВ											
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води						40	1,7	400		
Вільногірські РЕМ	сmt. Дніпровськ е			0,43	202,3						
Реконструкція ПЛ 10-6 кВ											
Криворізькі РЕМ	сmt. Радушне Криворізьк ого району			0,5	90	2,3	400		80	0,9	300
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води			2,8	440	2,6	401,0	4,1	640	7,3	1000
Павлоградські РЕМ	сmt. Гвардійськ е		77,8	0,7	120	1,7	350	0,6	147,2	0,4	100
Будівництво КЛ 6 кВ											
Дніпроперовські РЕМ	м. Дніпро			1,9	500	0,8	380	1,9	500	11,33	2630
Реконструкція КЛ-6-10 кВ											
Дніпроперовські РЕМ	м. Дніпро		100	1,55	520	0,7	350	4,3	1 412	7,28	2500
Вільногірські РЕМ	сmt. Дніпровськ е			0,3	140,2	0,5	200	1,3	590	0,2	100
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води		50	1,7	510	1,7	500	2,3	1 020	1,4	580
Павлоградські РЕМ	сmt. Гвардійськ е Новомоско вського р- ну		100	1,9	412,7	1,5	350	2	550	2,8	579,1
Криворізькі РЕМ	м. Кривий Ріг								40	1,5	300
Будівництво розвантажувального ТП-6/0,4 кВ											
Криворізькі РЕМ	м. Кривий Ріг			1	400					1	250
Павлоградські РЕМ	м. Павлоград		100		40	2	400				
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води		100	1	500		50	2	460		
Дніпроперовські РЕМ	м. Дніпро			1	460	1	400				
Технічне переоснащення ТП, РП 10(6)/0,4 кВ											
Дніпроперовські РЕМ	м. Дніпро	34	5900	6	330	5	450	17	1710	12	620
Вільногірські РЕМ	сmt. Дніпровськ е	10	1150	3	360	3	400	1	120	2	360
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води	4	980	13	500	11	450	5	180	11	360
Павлоградські РЕМ	м. Павлоград	12	1900	11	460	11	400	6	420	5	320
Криворізькі РЕМ	м. Кривий Ріг	6	850	6	360			3	100	6	320
ВСЬОГО			22 274,5		9 161,2		7 952,3		11 100,6		15 029,3

Таблиця 16.7

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

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

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

Таблиця 16.8

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

№ з/п.	Назва ПС	Характеристика ПС		Вид капітального будівництва (нове, реконструкція, технічне переоснащення)	Наявність проектної документації	Стан проектних робіт		Кошторис-на/оціночна вартість будівництва,	Будівельні роботи		
		Напруга	Кількість та потужність тр-рів			початок	закінчення		початок	Нормативний термін будівництва	Орієнтовний термін закінчення будівництва
		кВ	од. х МВА			(рік)	(рік)		(рік)	(рік)	(рік)
1	ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	150/10/6	32+40	реконструкція	в наявності	2020	2020	12494,8	2021	1	2021
				тех.переоснащення	в наявності	2015	2015	33094,21	2021	1	2021
2	ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ»	150/6	2х60	тех.переоснащ. 1 етап	в наявності,	2014	2014	12749,08	2022	1	2022
				тех.переоснащ. 2 етап	відсутня	2022	2022	56472	2023	2	2024
3	ПС-154/35/6 кВ «КПО»	154/35/6	2х25	тех.переоснащення	в наявності	2018	2018	113245,86	2022	4	2025
4	ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1»	150/35/6	2х25	тех.переоснащення	в наявності	2018	2018	53318	2023	3	2025
5	ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО»	150/6/6	2х32	тех.переоснащення	відсутня	2022	2022	35357	2024	2	2025
6	ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ»	150/10/6	1х32	техн.переоснащ.	відсутня	2023	2023	38745	2024	1	2024
7	ПС «С-35»35/6 кВ	35/6	1х4	тех.переоснащення	в наявності	2016	2016	10134,36	2021	1	2021
8	ПС-35/6 кВ «Чешка»	35/6	1х1,6-1х2,5	техн.переоснащ.	відсутня	2021	2021	5710	2022	1	2022

9	ПС-35/10 кВ «Луч»	35/10	2х6,3	техн.переоснащ.	відсутня	2022	2022	19167	2023	1	2023
10	ПС-35/6 кВ «Молзавод»	35/6	1х4	тех.переоснащення	в наявності	2018	2018	10 810,4	2021	1	2021
11	ПС-35/6 кВ №14	35/6	1х3,2, 1х2,5	техн.переоснащ.	відсутня	2020	2020	23173,5	2021	2	2022
12	ПС-35/6 кВ «Стрічка»	35/6	2х6,3	техн.переоснащ.	в наявності	2018	2018	11777,9	2021	1	2021
13	ПС «ЦЗ» 35/6 кВ	35/6	2х4	техн.переоснащ.	в наявності	2018	2018	16637	2022	1	2022
14	ПС «НВ-ЦЗ» 35/6 кВ	35/6	1,8	техн.переоснащ.	в наявності	2018	2018	8473,3	2022	1	2022
15	ПС 35/6 кВ «Рахманово»	35/6	2х4	техн.переоснащ.	в наявності	2018	2018	23957,2	2025	1	2025
16	ПС-35/6 кВ «Палмаш»	35/6	2х10	техн.переоснащ.	в наявності	2018	2018	19550,59	2025	1	2025
17	ПС-35/10 кВ «Сельстрой»	35/10	2х10	техн.переоснащ.	відсутня	2023	2023	18620	2024	2	2025
18	ПС-35/10 «НМФ»	35/6	2х4	техн.переоснащ.	відсутня	2024	2024	20350	2025	1	2025
19	ПС 150/20 кВ м. Вільногірськ	150/20	2х40	ТЕО в наявності	в наявності	2017	2017	119125,67	2022	3	2024
				Будівництво ПС	в наявності	2018	2018				
20	ПС «Пролісок» 150/6 кВ м.Дніпро	150/6	2х40	ТЕО, проект реконструкції ПС	в наявності	2016	2016	17100	2025	1	2025
				коригування проекту		2024	2024				
				Будівництво ПС							
	Всього:							680063			

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

Таблиця 16.9

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

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

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

Таблиця 16.10

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

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

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

Назва об'єкта	Вид будівництва (нове, реконструкція, технічне переоснащення)	2 021 р.	2 022 р.	2 023 р.	2 024 р.	2 025 р.
ПЛ-35 кВ Л-Інг-31	реконструкція		667	18338,76		
ПЛ-35 кВ Л-МКР-31	реконструкція	21864,53				
ПЛ-35 кВ Л-0-ЮЖ-31/Л-0-ЮЖ-32	реконструкція		550		6891,54	
ПЛ-35 кВ Л-СА3	реконструкція		600		1896,6	
ЛЕП 150 кВ до ПС 150/20 кВ м.Вільногірськ	нове		876,3			
ЛЕП 150 кВ до ПС 150/6 кВ «Пролісок»	нове				2000	15000
ЛЕП 35 кВ до ПС «С-35» 35/6 кВ м.Жовті Води	нове	27512,87				
ПЛ-150 кВ Л-0-10-А/Л-0-11-А	реконструкція				600	
Разом		49377,4	2693,3	18338,76	11388,14	15000

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

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

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

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

Таблиця 16.12

**План-графік переведення електричних мереж 6-10 кВ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» на напругу 20кВ
відповідно до висновків розроблених Техніко-економічного обґрунтування
(сценарій 2)**

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

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

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

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

Таблиця 16.14

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

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

Таблиця 16.15

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

Назва об'єкта/РЕМ	Місцезнаходження об'єкта	Од. вим.	Орієнтовна кошторисна вартість робіт (тис.грн..)	Термін виконання робіт
		км ліній/ од. ТП		
Заходи по мережах 6(10)-0,4 кВ				
Реконструкція ПЛ-0,4 кВ				
у тому числі:				
ПЛІ 0,4 кВ				
Вільногірські РЕМ	м. Вільногірськ, смт. Дніпровське	27,95	5565,82	2021-2024
Криворізькі РЕМ	м. Кривий Ріг	24	7116,24	2021-2025
Павлоградські РЕМ	м. Павлоград	17,5	3479	2021-2025
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води	16	2720	2021-2025
Дніпроперовські РЕМ	м. Дніпро	12,3	2822,7	2021-2025
Будівництво КЛ-0,4 кВ				
Вільногірські РЕМ	смт. Дніпровське	0,1	160,0	2022
Павлоградські РЕМ	м. Павлоград	0,2	150	2025
Дніпроперовські РЕМ	м. Дніпро	1,7	340,0	2023
Реконструкція КЛ-0,4 кВ				
Павлоградські РЕМ	м. Павлоград	3,3	2711	2021-2025
Вільногірські РЕМ	смт. Дніпровське	2,5	1370	2021-2025
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води	9,6	1844,3	2021-2025
Дніпроперовські РЕМ	м. Дніпро	4,6	1700	2021-2025
Будівництво ПЛ-10-6 кВ				
Вільногірські РЕМ	смт. Дніпровське	0,43	202,3	2022
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води	1,7	440	2023
Реконструкція ПЛ 10-6 кВ				
Криворізькі РЕМ	смт. Радунне Криворізького району	6,2	2663,3	2021-2025
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води	18	9391,8	2021-2024
Павлоградські РЕМ	смт. Гвардійське	3,64	1497,8	2022-2025
Будівництво КЛ 6-10 кВ				
Дніпроперовські РЕМ	м. Дніпро	15,93	6232,4	2022-2025
Реконструкція КЛ 6-10 кВ				
Дніпроперовські РЕМ	м. Дніпро	29	12508,9	2022-2025
Вільногірські РЕМ	м. Вільногірськ, смт. Дніпровське	5	2470	2022-2025
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води	15	10040,8	2022-2025
Криворізькі РЕМ	м. Кривий Ріг	2,3	540	2025
Павлоградські РЕМ	смт. Гвардійське Новомосковського р-ну	13,74	3628,6	2022-2025
Будівництво розвантажувального ТП-6/0,4 кВ				
Криворізькі РЕМ	м. Кривий Ріг	2	450,0	2022

Павлоградські РЕМ	м. Павлоград	4	860	2021-2023
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води	3	1110	2022-2024
Дніпроперовські РЕМ	м. Дніпро	3	920	2022-2023
Технічне переоснащення ТП, РП 10(6)/0,4 кВ				
Дніпроперовські РЕМ	м. Дніпро	87	8821,4	2021-2025
Вільногірські РЕМ	м. Вільногірськ, смт. Дніпровське	25	3330	2021-2025
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води	54	2990	2021-2025
Павлоградські РЕМ	м. Павлоград	52	3280	2021-2025
Криворізькі РЕМ	м. Кривий Ріг	23	2610	2021-2025
Реконструкція мереж з переведенням на напругу 20 кВ				
Реконструкція ПЛ-0,4 кВ				
у тому числі:				
Будівництво (реконструкція) ТП, РП з переводом на напругу 20 кВ		42	64834,78	2022-2025
Вільногірські РЕМ	м. Вільногірськ	42	64834,78	2022-2025
Будівництво (реконструкція) ПЛ-6 кВ з переводом на ПЛ-20 кВ		4	5200	2022-2023
Вільногірські РЕМ	м. Вільногірськ	4	5200	2022-2023
Будівництво (реконструкція) КЛ-6 кВ з переводом на КЛ-20 кВ		80	60888,88	2022-2025
Вільногірські РЕМ	м. Вільногірськ	80	60888,88	2022-2025

Таблиця 16.16

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

Назва об'єкта/РЕМ	Місцезнаход ження об'єкта	2021 р.		2022 р.		2023 р.		2024 р.		2025 р.	
		км ліній/ од. ТП	Вартість , тис.грн.	км ліній/ од. ТП	Вартість , тис.грн.	км ліній/ од. ТП	Вартіст ь, тис.грн.	км ліні й/ од. ТП	Вартіст ь, тис.грн.	км ліні й/ од. ТП	Вартість, тис.грн.
Заходи по мережах 6(10)-0,4 кВ											
Реконструкція ПЛ-0,4 кВ											
у тому числі: ПЛ 0,4 кВ											
Вільногірські РЕМ	смт. Дніпровське	4	1905,8	3	400	3	400	17,9 5	2860		
Криворізькі РЕМ	м. Кривий Ріг	4	5086,2	6,5	600	6,8	650	4,7	400	2	380
Павлоградські РЕМ	м. Павлоград	6	1589	3,9	600	2	400	3,9	620	1,7	270
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води	2	760	2	420	2	400	7,7	800	2,3	340
Дніпроперовсь кі РЕМ	м. Дніпро	5	995,8	1,3	250	1,3	250	2,6	683	2,1	643,9
Будівництво КЛ-0,4 кВ											
Вільногірські РЕМ	смт. Дніпровське			0,1	160						
Павлоградські РЕМ	м. Павлоград								40,0	0,2	110

Дніпроперовсь кі РЕМ	м. Дніпро		40,0	1,7	300,0						
Реконструкція КЛ-0,4 кВ											
Павлоградські	м. Павлоград	0,8	661	0,7	620	0,2	280	1	800	0,6	350
Вільногірські РЕМ	смт. Дніпровське	0,3	120	0,8	470	0,4	300	0,7	360	0,3	120
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води	0,6	124,3	2,6	500	2,6	500	2,8	520	1	200
Дніпроперовсь кі РЕМ	м. Дніпро	0,9	300	0,75	300	1,1	400	0,75	300	1,1	400
Будівництво ПЛ-6 кВ											
Вільногірські РЕМ	смт. Дніпровське			0,43	202,3						
Будівництво ПЛ-10 кВ											
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води				40,0	1,7	400				
Реконструкція ПЛ 10-6 кВ											
Криворізькі РЕМ	смт. Радушне Криворізьког о району	0,2	100,3	0,4	163	3	1300	1,9	800	0,7	300
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води	0,6	440	7	4 112	9,6	4300	0,8	540		
Павлоградські РЕМ	смт. Гвардійське		77,8	0,6	220	0,9	400	1,44	560	0,7	240
Будівництво КЛ 6-10 кВ											
Дніпроперовсь кі РЕМ	м. Дніпро			4,5	472,4	2	400	4,8	560	4,63	4800
Реконструкція КЛ 6-10 кВ											
Дніпроперовсь кі РЕМ	м. Дніпро		100	2,8	520	9,1	1850	6,6	1800	10,5	5500
Вільногірські РЕМ	смт. Дніпровське			1,7	860	1,9	900	1,2	590	0,2	120
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води		50	1,1	349,8	3	1200	6,8	4641	4,1	3800
Криворізькі РЕМ	м. Кривий Ріг								120	2,3	420
Павлоградські РЕМ	смт. Гвардійське Новомосковсь кого р-ну		100	2	600	2	820	3	884	6,74	1224,3
Будівництво розвантажувального ТП-6/0,4 кВ											
Криворізькі РЕМ	м. Кривий Ріг			2	450						
Павлоградські РЕМ	м. Павлоград	2	420,0		40	2	400				
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води		100	2	500,0		50	1	460		
Дніпроперовсь кі РЕМ	м. Дніпро			2	500	1	420				
Технічне переоснащення ТП, РП 10(6)/0,4 кВ											
Дніпроперовсь кі РЕМ	м. Дніпро	54	6656	10	600	3	365,2	10	600	10	600
Вільногірські РЕМ	смт. Дніпровське	10	1150	8	600	4	600	2	620	1	360

Жовтводські РЕМ	м. Жовті Води	4	980	20	700	14	450	14	660	2	200
Павлоградські РЕМ	м. Павлоград	12	1900	4	200	16	400	15	420	5	360
Криворізькі РЕМ	м. Кривий Ріг	6	850	6	600	3	300	6	540	2	320
Реконструкція мереж з переведенням на напругу 20 кВ											
Будівництво (реконструкція) ТП, РП з переводом на напругу 20 кВ											
Вільногірські РЕМ	м. Вільногірськ			10	15931,58	8	12225,8	8	12225,8	16	24451,6
Будівництво (реконструкція) ПЛ-6 кВ з переводом на ПЛ-20 кВ											
Вільногірські РЕМ	м. Вільногірськ			2	2600	2	2600				
Будівництво (реконструкція) КЛ-6 кВ з переводом на КЛ-20 кВ											
Вільногірські РЕМ	м. Вільногірськ			8	1383,95	22,6	21213,71	22,4	14392,28	27	23898,94

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

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

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

18.Узагальнений технічний стан об'єктів електричних мереж системи розподілу

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

Таблиця 18.1

Узагальнений технічний стан об'єктів електричних мереж системи розподілу (сценарій 1)									
№ з/п	Назва обладнання та якісна оцінка*	Од. Вим.	Прогнозний технічний стан на початок 01.01.2021 р.	Обсяги запланованих робіт на 2021 р.	Прогнозний технічний стан (з урахуванням обсягів запланованих робіт) на кінець				
					2021 р.	2022 р.	2023 р.	2024 р.	2025 р.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Повітряні лінії (ПЛ)-220 кВ, усього	км (по трасі)	0	0	0	0	0	0	0
	у доброму стані		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає реконструкції		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає капітальному ремонту		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
2	ПЛ-110 (150) кВ, усього	км (по трасі)	16,747	0	16,747	16,747	16,747	16,747	16,747
	у доброму стані		2,461	0	2,461	3,961	5,161	5,361	5,561
	підлягає реконструкції		11,086	0	11,086	11,086	11,086	11,086	11,086
	підлягає капітальному ремонту		3,2	0	3,2	1,7	0,5	0,3	0,1
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
3	ПЛ-35 кВ, усього	км (по трасі)	148,728	0,43	148,728	148,728	148,728	148,728	148,728
	у доброму стані		98,528	0	98,96	98,93	99,53	99,728	99,928
	підлягає реконструкції		48,6	0	48,60	48,60	48,60	48,60	48,60
	підлягає капітальному ремонту		1,6	0,43	1,17	1,2	0,6	0,4	0,2
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
4	ПЛ-6 (10) кВ, усього	км (по трасі)	144,12	3,20	144,12	144,55	144,55	146,25	146,25
	у доброму стані		72,36	0	75,56	82,96	90,79	97,74	106,94
	підлягає реконструкції		62,01	0,00	62,01	58,01	51,41	46,71	38,11
	підлягає капітальному ремонту		9,75	3,2	6,55	3,58	2,35	1,80	1,20
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
5	ПЛ-0,4 кВ, усього	км	645,38	27,5	645,38	645,38	645,38	645,38	645,38
	у доброму стані		410,00	0	437,5	454,14	465,64	476,6	498,53
	підлягає реконструкції		198,64	19,7	178,94	172,84	167,04	160,17	143,07
	підлягає капітальному ремонту		36,74	7,8	28,94	18,4	12,7	8,61	3,78
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
6	Кабельні лінії (КЛ)-220 кВ, усього	км	0	0	0	0	0	0	0
	у доброму стані		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає реконструкції		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає капітальному ремонту		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0

	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
7	КЛ-110 (150) кВ, усього	км	0	0	0	0	0	0	0
	у доброму стані		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає реконструкції		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає капітальному ремонту		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
8	КЛ-35 кВ, усього	км	0	0	0	6,3	7,6	8,9	8,9
	у доброму стані		0	0	0	6,3	7,6	8,9	8,9
	підлягає реконструкції		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає капітальному ремонту		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
9	КЛ-6 (10) кВ, усього	км	471,55	0,35	471,55	473,45	474,25	476,15	487,48
	у доброму стані		186,12	0	186,47	194,02	199,47	211,47	236,25
	підлягає реконструкції		283,93	0	283,93	278,48	274,08	264,18	250,98
	підлягає капітальному ремонту		1,50	0,35	1,15	0,95	0,70	0,50	0,25
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
10	КЛ-0,4 кВ, усього	км	313,52	0,8	313,52	313,62	315,32	315,32	315,52
	у доброму стані		154,16	0	154,96	158,61	163,64	165,94	169,49
	підлягає реконструкції		158,36	0,5	157,86	154,46	151,36	149,23	145,96
	підлягає капітальному ремонту		1,0	0,30	0,70	0,55	0,32	0,15	0,07
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
11	Підстанції (ПС) з вищим класом напруги 220 кВ, усього	шт.	0	0	0	0	0	0	0
	у доброму стані		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає реконструкції		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає капітальному ремонту		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
12	ПС з вищим класом напруги 110 (150) кВ, усього	шт.	8	1	8	8	8	8	8
	у доброму стані		0	0	1	1	2	2	3
	підлягає реконструкції		8	1	7	7	6	6	5
	підлягає капітальному ремонту		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
13	ПС з вищим класом напруги 35 кВ, усього	шт.	22	1	22	22	22	22	22
	у доброму стані		0	0	2	2	4	6	7
	підлягає реконструкції		21	1	20	20	18	16	15
	підлягає капітальному ремонту		1	0	0	0	0	0	0
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0

14	Трансформаторні підстанції (ТП), розподільні пункти (РП) 6 (10) кВ, усього	шт.	689	108	689	692	695	697	698
	у доброму стані		313	0	421	450	494	538	583
	підлягає реконструкції		311	66	245	206	176	144	108
	підлягає капітальному ремонту		65	42	23	36	25	15	7
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
15	Силові трансформатори ПС вищою напругою 220 кВ, усього	шт.	0	0	0	0	0	0	0
	у доброму стані		0	0	0	0	0	0	0
	вимагають заміни з метою зниження технологічних витрат електричної енергії (ТВЕ)		0	0	0	0	0	0	0
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту		0	0	0	0	0	0	0
16	Силові трансформатори ПС вищою напругою 110 (150) кВ, усього	шт.	14	0	14	14	14	14	14
	у доброму стані		1	0	1	1	1	1	2
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ		12	0	12	12	12	12	11
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту		1	0	1	1	1	1	1
17	Силові трансформатори ПС вищою напругою 35 кВ, усього	шт.	40	2	40	41	41	41	41
	у доброму стані		15	0	17	19	19	20	20
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ		25	2	23	22	22	21	21
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту		0	0	0	0	0	0	0
18	Силові трансформатори ПС вищою напругою 6 – 10 кВ, усього	шт.	928	80	928	933	937	938	940
	у доброму стані		370	0	450	552	606	628	670
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ		558	80	478	381	331	310	270
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту		0	0	0	0	0	0	0

Таблиця 18.2

За сценарієм 2 технічний стан має наступні прогнозні дані:

Узагальнений технічний стан об'єктів електричних мереж системи розподілу (сценарій 2)									
№ з/п	Назва обладнання та якісна оцінка*	Од. Ви м.	Прогнозний технічний стан на початок 01.01.2021 р.	Обсяги запланованих робіт на 2021 р.	Прогнозний технічний стан (з урахуванням обсягів запланованих робіт) на кінець				
					2021 р.	2022 р.	2023 р.	2024 р.	2025 р.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Повітряні лінії (ПЛ)-220 кВ, усього	км (по траєкторії)	0	0	0	0	0	0	0
	у доброму стані		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає реконструкції		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає капітальному ремонту		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
2	ПЛ-110 (150) кВ, усього	км (по траєкторії)	16,747	0	16,747	17,207	17,207	19,407	36,207
	у доброму стані		2,461	0	2,461	5,421	5,621	8,021	25,021
	підлягає реконструкції		11,086	0	11,086	11,086	11,086	11,086	11,086
	підлягає капітальному ремонту		3,2	0	3,2	0,7	0,5	0,3	0,1
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
3	ПЛ-35 кВ, усього	км (по траєкторії)	148,728	18,25	148,728	148,728	148,728	148,728	148,728
	у доброму стані		98,528	0	116,778	116,748	134,548	141,748	141,948
	підлягає реконструкції		48,6	17,82	30,78	30,78	13,58	6,58	6,58
	підлягає капітальному ремонту		1,6	0,43	1,17	1,2	0,6	0,4	0,2
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
4	ПЛ-6 (10) кВ, усього	км (по траєкторії)	144,12	1,23	144,12	144,55	146,25	146,25	146,25
	у доброму стані		80,51	0	81,74	87,76	104,19	108,88	110,88
	підлягає реконструкції		62,01	0,80	61,21	53,21	39,71	35,57	34,17
	підлягає капітальному ремонту		1,6	0,43	1,17	3,58	2,35	1,80	1,20
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
5	ПЛ-0,4 кВ, усього	км	645,38	28,8	645,48	647,18	647,18	647,18	647,38
	у доброму стані		410,00	0	438,9	466,54	483,04	523,98	537,11
	підлягає реконструкції		198,64	21	177,64	162,24	151,44	114,59	106,490
	підлягає капітальному ремонту		36,74	7,8	28,94	18,4	12,7	8,61	3,78
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
6	Кабельні лінії (КЛ)-220 кВ, усього	км	0	0	0	0	0	0	0
	у доброму стані		0	0	0	0	0	0	0

	підлягає реконструкції		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає капітальному ремонту		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
7	КЛ-110 (150) кВ, усього	км	0	0	0	0	0	0	0
	у доброму стані		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає реконструкції		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає капітальному ремонту		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
8	КЛ-35 кВ, усього	км	0	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9
	у доброму стані		0	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9
	підлягає реконструкції		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає капітальному ремонту		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
9	КЛ-6 (10) кВ, усього	км	471,55	4,05	473,55	478,05	480,05	484,85	489,48
	у доброму стані		186,12	0	192,17	204,47	222,72	245,32	274,04
	підлягає реконструкції		283,93	3,70	280,23	272,63	256,63	239,03	215,19
	підлягає капітальному ремонту		1,50	0,35	1,15	0,95	0,70	0,50	0,25
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
10	КЛ-0,4 кВ, усього	км	313,52	2,9	313,52	315,32	315,32	315,32	315,12
	у доброму стані		154,16	0	157,06	163,86	168,39	173,81	176,69
	підлягає реконструкції		158,36	2,6	155,76	150,91	146,61	141,36	138,36
	підлягає капітальному ремонту		1,0	0,30	0,70	0,55	0,32	0,15	0,07
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
11	Підстанції (ПС) з вищим класом напруги 220 кВ, усього	шт.	0	0	0	0	0	0	0
	у доброму стані		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає реконструкції		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає капітальному ремонту		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
12	ПС з вищим класом напруги 110 (150) кВ, усього	шт.	8	1	8	8	8	9	9
	у доброму стані		0	0	1	2	2	5	6
	підлягає реконструкції		8	1	7	6	6	4	3
	підлягає капітальному ремонту		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
13	ПС з вищим класом напруги 35 кВ, усього	шт.	22	3	22	22	22	22	22
	у доброму стані		0	0	3	6	7	7	11
	підлягає реконструкції		22	3	19	16	15	15	11

	підлягає капітальному ремонту		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
14	Трансформаторні підстанції (ТП), розподільні пункти (РП) 6 (10) кВ, усього	шт.	689	134	691	697	700	701	701
	у доброму стані		313	2	447	488	550	608	628
	підлягає реконструкції		311	90	221	173	133	86	66
	підлягає капітальному ремонту		65	42	23	36	17	7	7
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
15	Силові трансформатори ПС вищою напругою 220 кВ, усього	шт.	0	0	0	0	0	0	0
	у доброму стані		0	0	0	0	0	0	0
	вимагають заміни з метою зниження технологічних витрат електричної енергії (ТВЕ)		0	0	0	0	0	0	0
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту		0	0	0	0	0	0	0
16	Силові трансформатори ПС вищою напругою 110 (150) кВ, усього	шт.	14	1	14	14	14	16	16
	у доброму стані		1	0	2	3	5	11	13
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ		12	0	12	11	9	5	3
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту		1	1	0	0	0	0	0
17	Силові трансформатори ПС вищою напругою 35 кВ, усього	шт.	40	2	41	41	41	41	41
	у доброму стані		12	0	15	18	18	18	20
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ		25	0	25	23	23	23	21
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту		3	2	1	0	0	0	0
18	Силові трансформатори ПС вищою напругою 6 – 10 кВ, усього	шт.	928	145	928	933	939	943	946
	у доброму стані		370	0	515	583	644	710	739
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ		558	145	413	350	295	233	207
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту		0	0	0	0	0	0	0

19.Перелік об'єктів незавершеного будівництва, реконструкції та технічного переоснащення

Перелік об'єктів незавершеного будівництва, реконструкції та технічного переоснащення системи розподілу станом на початок прогнозного періоду								
№ з/п	Найменування об'єктів	Початок виконання ПВР (рік, місяць)	Початок виконання БМР (рік, місяць)	Затверджена кошторисна вартість, тис. грн (без ПДВ)	Залишок кошторисної вартості на початок прогнозного (2020 рік) періоду, тис. грн (без ПДВ)	Характер робіт (нове будівництво, реконструкція, технічне переоснащення)	Джерело фінансування	Пропозиції щодо подальшого використання (виконати, списати, продати тощо), зазначити роки
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Винос лічильників електроенергії у населення з квартир на сходову клітину м. Павлоград, вул. Достоевського, 2/1.	2018	2021	1268,75		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати господарчим способом 2021
2	Винос лічильників електроенергії у населення з квартир на сходову клітину м. Павлоград, вул. Сташкова, 25.	2018	2021	1011,93		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати господарчим способом 2021
3	Винос лічильників електроенергії у населення з квартир на сходову клітину м. Павлоград, вул. Сташкова, 27.	2018	2021	952,35		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати господарчим способом 2021
4	Винос лічильників електроенергії у населення з квартир на сходову клітину м. Дніпро, вул. Д.Нечая, 5.	2018	2021	2807,74		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати господарчим способом 2021
5	Винос лічильників електроенергії у населення з квартир на сходову клітину м. Дніпро, вул. О. Поля, 96.	2018	2021	644,15		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати господарчим способом 2021
6	Реконструкція ПЛ 6кВ Л-5-29 від ком.14 ПС 35/6кВ №5 до ком.10 ПС 35/6кВ №29 (з відгал)	2015	2022	9909,64		реконструкція	Амортизаційні відрахування	виконати в 2022-2023 (сценарій 2)
7	Реконструкції з заміною МВ-150кВ на елегазові вимикачі 150кВ на ПС 150/10/6кВ "ПЛМ"(коригований)	2020	2021	12494,8		реконструкція	Амортизаційні відрахування	виконати в 2021-2022 (сценарій 1)
8	Технічне переоснащення ПС 150/10/6 кВ "ПЛМ "	2015	2021	33094,21		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	сценарій 2
9	Реконструкція ПС 35/6 кВ "С-35"	2016	2022	37647,23		реконструкція	Амортизаційні відрахування, прибуток на виробничі інвестиції	виконати в 2022-2024 (сценарій 1)
10	Техническое переоснащение ПС "Наклонноствольная"	2014	2023	12749,08		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати в 2023 (сценарій 1)
11	Реконструкция ПС 150кВ "Красногвардейская"	2016	2025	76274,17		реконструкція	Прибуток на виробничі інвестиції	сценарій 2

12	Реконструкція електричних мереж ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК" з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6 кВ на 20 кВ м.Вільногірськ.	2018	2022	678097,2		реконструкція	Прибуток на виробничі інвестиції	сценарій 2
13	Технічне переоснащення трансформаторної підстанції «ДШЗ-1»	2018	2023	120000		технічне переоснащення	Прибуток на виробничі інвестиції	виконати 2023-2026 (сценарій 2)
14	Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 154/35/6 кВ "КПО"	2018	2025	237550		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування, прибуток на виробничі інвестиції	виконати 2025-2028 (сценарій 1)
15	Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "Стрічка"	2018	2024	11777,87		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати в 2024-2025 (сценарій 1)
16	Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "Рахманово"	2018	2025	23957,23		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати в 2025 (сценарій 2)
17	Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "ЦЗ"	2018	2024	16637,11		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати в 2024 (сценарій 1)
18	Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "Палмаш"	2018	2025	19550,59		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати в 2025 (сценарій 2)
19	Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "Молзавод"	2018	2024	10810,36		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати в 2024 (сценарій 1)
20	Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "НВ-ЦЗ"	2018	2023	6973,30		технічне переоснащення	Прибуток на виробничі інвестиції	виконати в 2023 (сценарій 1)
21	Реконструкція повітряної лінії 35 кВ (одноколова)» Л-МКР-31, ПС "Девладово-тягова"(ПАТ "Укрзалізниця") - ПС "Макорти", с. Макорти, Софіївський р-н, Дніпропетровська обл.	2019	2021	21864,53		реконструкція	Прибуток на виробничі інвестиції	виконати в 2021 (сценарій 2)
22	Реконструкція кабельної лінії 0,4 кВ ТП-59 РБ-4 до буд. №2 по вул. Нова, м. Павлоград, Дніпропетровської обл.	2019	2021	191,68		реконструкція	Прибуток на виробничі інвестиції	виконати в 2021 (сценарій 1)
23	Реконструкція кабельної лінії 0,4кВ від ТП-71 РБ-4 до буд. №73 по вул. Шевченко м. Павлоград, Дніпропетровської області.	2019	2021	258,90		реконструкція	Прибуток на виробничі інвестиції	виконати в 2021 (сценарій 1)
24	Винесення КТП-5 2Т в центр навантаження та реконструкція повітряної лінії 0,4 кВ від РБ-1 та РБ-4 КТП-5 2Т с. Надія Криворізького району.	2019	2021	4488,93		реконструкція	Амортизаційні відрахування	виконати в 2021 (сценарій 1)
25	Реконструкція повітряно-кабельної лінії 6 кВ ПС-5 35/6 кВ ком. 27, ком. 28 – ПС-30 ком. 11, ком. 12, м. Жовті Води.	2019	2023	15568,65		реконструкція	Амортизаційні відрахування	сценарій 2

Заплановано виконати роботи по зазначеним вище проєктам за сценарієм 1 на протязі 2021-2025 роки, крім тих де позначено сценарій 2, в зв'язку з недостатнім фінансуванням.

Особливо п.8 "Реконструкція ПС 150кВ "Красногвардейская" та п.9 "Реконструкція електричних мереж ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК" з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6 кВ на 20 кВ м.Вільногірськ, які потребують значних капітальних вкладень.

20.План інвестицій за джерелами фінансування

План інвестицій за джерелами фінансування сценарій 1 наведено в таблиці 20.1

Таблиця 20.1

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

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

В тому числі:

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

Таблиця 20.2

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

План інвестицій за джерелами фінансування сценарій 2 наведено в таблиці 20.3

Таблиця 20.3

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

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

В тому числі:

Таблиця 20.4

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

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

21.ПЕРЕЛІК ТА ЕТАПИ ВИКОНАННЯ ЗАХОДІВ ПРСР, що включає інформацію по підпунктах 3, 5, 13, 14, 16 пункту 3.3.1 та пункту 3.3.2 КСР

Надається в [додатку 5](#).

22. Пояснювальна записка по кожному заходу ПРСР рівня напругою 20 кВ та вище, що включає інформацію щодо необхідності виконання, обсяги робіт, необхідне фінансування, очікуванні результати після реалізації заходу (аналіз витрат та вигод (з урахуванням техніко-економічних показників) проєктів з розвитку системи розподілу)

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

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

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

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

1. Реконструкція та технічне переоснащення ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»

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

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

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

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

- I категорії – 6 споживачів: ТОВ «Будпромтех», ТОВ «Форпост Дніпро», МКП «Дніпропетровський електротранспорт», ТОВ «ПАЛАНДІН 49», ТОВ ПП «Дніпропетровський 3-д хімічних виробів», ПАТ «Дніпрополімермаш»;
- II категорії – 3 споживача: ТОВ «Дніпропрессталь», ТОВ «Отіс Тарда», ТОВ «Вініл»;
- III категорії – 2 споживача: ТОВ «Ратрі», ДП «Укравтогаз».

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

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

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

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

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

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

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

- 1.1. Наявність на стяжних шпильках тріщин і забоїн;
- 1.2. Втрата пружності стопорних і пружинних шайб;
- 1.3. Дефект пружин приводу, нерівномірний шаг витка пружини (стиснення більше 10% по всій довжині);
- 1.4. На зубчатих колесах приводу ППрК-1400 виявлено тріщини, короблення та перекіс ободу;
- 1.5. На резинових прокладках виявлені тріщини, виробки, розшарування;
- 1.6. На штоках виявлені раковини, короблення;
- 1.7. 40% металоконструкцій пошкоджені корозією;

- 1.8. Оплавлення рухомих і нерухомих контактів, наявність значних раковин на контактах дугогасильних камер всіх фаз МВ-150 кВ типу ВМТ-220Б, що призводить до збільшення перехідного опору від 625 мкОм до 960 мкОм при нормативному значенні ≤ 550 мкОм.
2. Значення витяжних зусиль (контактних натиснень) рухомих і нерухомих контактів на роз'єднувачах 150 кВ становить 115-155Н, при нормативному значенні не менше 196 Н, що свідчить про знос контактної системи, що може привести до оплавлення контактів і руйнування роз'єднувача.
3. На всіх роз'єднувачах 150 кВ спостерігається знос елементів механічної частини ізоляційних колонок і втрата пружинних властивостей контактів роз'єднувачів, що приводить до появи ненормативних люфтів і виникнення нагрівів контактної частини, що було виявлено на кріпленнях ламелей приєднань Л-10А-0, С-1-1, Т-2-2.
4. Опір контактної системи робочих ножів роз'єднувачів 150 кВ типу РНДЗ-150/1000 становить 250-340 мкОм, при нормативному значенні ≤ 120 мкОм.
5. Корозійне пошкодження тяг приводів в місцях їхнього приєднання до поворотних колонок і верхніх поворотних механізмів роз'єднувачів 150 кВ, ЗОН, що призводить до утворення люфтів в роботі приводу і ненадійному контакту основних ножів.
6. Спостерігається порушення армовочних швів опорних ізоляторів з утворенням мікротріщин у верхній і нижній частині ізоляторів роз'єднувачів 150 кВ, ЗОН, що може, при проведенні перемикачів, призвести до втрати ізолятора, руйнуванню обладнання, створенню аварійної ситуації на ПС та нанесення травм обслуговуючому персоналу.
7. На трансформаторах струму типу ТФЗМ-150-1У-6 1250/5А, спостерігається:
 - 7.1. Теча масла між корпусом та фарфоровою покривкою;
 - 7.2. Теча масла з клемної зборки вторинних контактів;
 - 7.3. Зволоження сигнального силікагелю;
 - 7.4. Пошкодження повітроосушника;
 - 7.5. Пошкодження фарфорового ізолятору ТС Т-1 фаза «В», ТС Т-2 фаза «А».
8. Корозійне пошкодження і розгерметизація ящиків приводів роз'єднувачів, вимикачів 150 кВ, шаф ланцюгів РЗА складає 35 %.
9. Залізобетонні стійки під обладнання 150 кВ по всій поверхні мають поздовжні і поперечні тріщини шириною від 0,6 см до 2,3 см і довжиною від 0,1 м до 0,8 м, раковини площею від 5 см² до 20 см².
10. Морально і технічно застаріла база РЗА (електромеханічні реле) призводить до проблем з їхньою експлуатацією у зв'язку зі зняттям з виробництва заводами-виробниками.
11. Термін експлуатації встановленого електрообладнання ВРУ-150 кВ перевищує нормативний (25 років).

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

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

1. Порушення п.15.4.1 «Вимірювання опору контактної системи роз'єднувачів та відокремлювачів» СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 «Норми випробування електрообладнання».
2. Порушення п. 15.5 «Вимірювання витягувальних зусиль рухомих контактів з нерухомими» СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 «Норми випробування електрообладнання».

3. Перевищення нормативного терміну експлуатації електрообладнання відповідно до інструкцій заводів-виробників (25 років).
4. Порушення п. 4.2.23 «Правила улаштування електроустановок».

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

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

Проектом передбачено:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

На стороні 150 кВ:

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

На стороні 10 кВ:

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

На стороні 6 кВ:

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

Інші роботи:

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

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

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

2. Технічне переоснащення ПС «Наклонноствольна 150/6 кВ»

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

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

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

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

Від підстанції заживлені промислові об'єкти та населення міста:

- Споживачі I категорії - «Криворізька Теплоцентраль», КП «Швидкісний трамвай», ТОВ «Метро Кеш енд Кері Україна», ТОВ «Епіцентр-К», ВАТ «Криворізький залізничний комбінат», КП «Кривбасвітло», Криворізький ВГРЗ, КП «Кривбасводоканал»;
- Споживачі II категорії – ТОВ «Сільпо Рітейл», ПАТ «Центральний ГЗК».

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

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

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

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

1. Опір ізоляції тяг з органічних матеріалів короткозамикача 220 кВ приєднання 1Т становить 730 Мом, приєднання 2Т – 740 Мом, при нормативному значенні ≥ 1000 Мом.
2. Значення витяжних зусиль (контактних натиснень) рухомих та нерухомих контактів на короткозамикачах 220кВ приєднання 1Т становить – 110 Н, приєднання 2Т – 120 Н, при нормативному значенні 196-294 Н, що свідчить про зношення контактної системи і може привести до оплавлення контактів та руйнування короткозамикача.
3. Оплавлення, наявність значних раковин на рухомих і нерухомих контактах відокремлювачів 220 кВ приєднань 1Т, 2Т приводить до збільшення перехідного опору контактної частини до значень 190 мкОм на приєднанні 1Т і 260 мкОм по приєднанні 2Т, при нормативному значенні ≤ 120 мкОм.
4. Значення витяжних зусиль (контактних натиснень) рухомих і нерухомих контактів на відокремлювачах 220 кВ приєднання 1Т становить – 120 Н, приєднання 2Т – 130 Н, при

нормативному значенні 176-196 Н, що свідчить про зношення контактної системи і може привести до оплавлення контактів та руйнування відокремлювача.

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

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

позачергових капітальних та поточних ремонтів несе за собою додаткові матеріальні і трудові витрати.

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

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

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

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

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

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

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

	Сценарій 1			Сценарій 2			
	2021	2024	2025	2021	2022	2023	2024
<u>На стороні 150 кВ:</u>							
Заміна відокремлювачів та короткозамикачів 150 кВ на елегазові вимикачі типу GL313F1		1 компл.	1 компл.	2 компл.			
Встановлення трансформаторів струму 150 кВ типу СА-170600/5А.		1 компл.	1 компл.	2 компл.			
Встановлення додатково нових роз'єднувачів 150 кВ типу DTS.170.1000.C.IV. УХЛІ на приєднанні Т		1 шт.	1 шт.	1 шт.			
Заміна роз'єднувачів типу РЛНД-2-220/1000 на нові роз'єднувачі типу DTS.170.1000.A.IV. УХЛІ		2 шт.	2 шт.	4 шт.			
Заміна вентильних розрядників типу РВМГ-150М на обмежувачі перенапруги типу РСАЗЕ-132L21E2M5		1 компл.	1 компл.	2 компл.			
<u>На стороні 6 кВ:</u>							

Заміна трансформаторів струму 6 кВ 4000/5А на нові типу ТЛШ-10, 4000/5А		2 КОМПЛ.	2 КОМПЛ.	4 КОМПЛ.			
<u>Інші роботи:</u>							
Заміна РЗА силових трансформаторів на мікропроцесорні блоки захисту виробництва АВВ.		+	+	+			
Заміна опорної та підвісної ізоляції на нову полімерну.		+	+	+			
Заміна проводів та спусків ВРП-150 кВ.		+	+	+			
Ремонт порталів ВРП-150 кВ.		+	+	+			
Реконструкція зовнішнього освітлення ВРП-150 кВ з встановлення нових LED ліхтарів.		+		+			
Реконструкція щита змінного струму 0,4 кВ в частині установки нових автоматів 0,4 кВ на існуючих панелях ліній.			+	+			
Встановлення нового щита постійного струму типу ЩПТ-220-250УХЛ1 з новою АКБ			+	+			
Розробка ПКД «Технічне переоснащення ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ» 2 етап»		+		+			
Заміна силових трансформаторів 150/6 кВ 1Т, 2Т типу ТДГ-60000/150 на трансформатори типу ТДН-63000/150 У1.						1 шт.	1 шт.
Заміна в ЗРУ-6 кВ масляних вимикачів вакуумні вимикачі						2	2
Заміна вторинних ланцюгів під нове обладнання.						+	
Ремонт будівель ЗРУ, ОПУ							+
Охоронна сигналізація підстанції						+	
Телемеханізація, телеуправління, АСКОВЕ							+

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

2. Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 154/35/6 кВ «КПО»

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

- 1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;
- 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);
- 3)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії;
- 5) розробка планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об'єктів, збільшення їх потужності тощо);
- 9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

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

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

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

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

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

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

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

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

1. У процесі перевірки були виявлені наступні зауваження:

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

На трансформаторі 1Т виявлені наступні дефекти:

- Незадовільний стан герметичних маслонаповнених вводів 150 кВ (ГМТА-45-150/630 У1). Порушена герметичність між вводом і баком трансформатора, пошкоджені сільфони;
- Опір постійного струму обмоток 150 і 35 кВ не відповідає нормі. Розходження по фазам більше 2%;
- В трансформаторі, згідно паспортних даних при навантаженні і розрахунковій температурі навколишнього середовища, температура масла на 10-15°C більша нормативної. На трансформаторі встановлені додаткові вентилятори охолодження.
- Розгерметизація бака трансформатора в РПН;
- Підвищена вібрація корпусу трансформатора;
- Незадовільний стан приводу РПН;
- Теча масла з РПН;
- Теча масла з кріплення маслomorphicного скла розширювального баку трансформатора та РПН;
- Теча масла з вбудованих трансформаторів струму 150 кВ;
- Незадовільний стан ущільнювальної резини під кришкою трансформатора;
- Незадовільний стан ущільнювальної резини дискових затворів радіаторів, дискового затвору розширювального баку;

- Незадовільний стан металорукавів, кабелів вторинних ланцюгів релейного захисту і сигналізації трансформатора;
- Теча масла по резиновим ущільнювачам газового реле трансформатора;
- Теча масла із радіатора № 6; 10 (мікротріщини труби охолоджувача);
- Теча масла з ремонтних люків трансформатора;
- Теча масла з верхніх та нижніх ущільнювачів прохідних ізоляторів вводів 6 кВ;
- Незадовільний стан дискових затворів радіаторів;
- Корпус трансформатора та радіатори замаслені та пошкоджені корозією;
- Незадовільний стан силікагелю у термосифонних фільтрах;

На трансформаторі 2Т виявлені наступні дефекти:

- Незадовільний стан герметичних маслонаповнених вводів 150 кВ (ГМТА-45-150/630 У1). Порушена герметичність між вводом і баком трансформатора, пошкоджені сільфони;
- Підвищена вібрація корпусу трансформатора;
- Теча масла з РПН;
- Теча масла з кріплення маслomorphicного скла розширювального баку трансформатора та РПН;
- Теча масла з вбудованих трансформаторів струму 150 кВ;
- Незадовільний стан ущільнювальної резини під кришкою трансформатора;
- Незадовільний стан ущільнювальної резини дискових затворів радіаторів, дискового затвору розширювального баку;
- Незадовільний стан металорукавів, кабелів вторинних ланцюгів релейного захисту і сигналізації трансформатора;
- Теча масла по резиновим ущільнювачам газового реле трансформатора;
- Теча масла із радіатора № 2,3,4,5,7 (мікротріщини труби охолоджувача);
- Теча масла з ремонтних люків трансформатора;
- Теча масла з верхніх та нижніх ущільнювачів прохідних ізоляторів вводів 6 кВ;
- Незадовільний стан дискових затворів радіаторів;
- Корпус трансформатора та радіатори замаслені та пошкоджені корозією;

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

1.3. Опір контактної системи робочих ножів роз'єднувачів 35 кВ типу РНД3-35/1000 складає 210-380 мкОм, при нормативному значенні ≤ 120 мкОм.

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

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

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

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

- Теча масла між маслорозширювачем та фарфоровою покришкою;
- Теча масла з клемної зборки вторинних контактів;
- Зволоження сигнального силікагелю;

- Пошкодження повітряосушувача;
 - Пошкодження маслопокажчика;
 - Пошкодження фарфорового ізолятора ТС Л-514 фаза «В», ТС Л-517 фаза «А».
- Що може привести до виходу з ладу ТС та створенню аварійної ситуації на ПС.

1.8. На вентилях розрядника типу РВМГ-150 спостерігається:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Трансформаторне масло бака контактора РПН має понаднормовий вміст газів C_2H_2 , C_2H_4 , характеризує старіння ізоляції (Протокол №1-739 від 26.12.17р., СОУ-Н ЕЕ 46.501.:2006 табл. 2, п.8.1.4)

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

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

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

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

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

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

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

Трансформатор характеризується зниженням показника якості ізоляції R_{60} на 45% відносно попередніх вимірювань (Протокол №1-722 від 20.12.17р., СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 п.8.3, п.8.4).

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

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

Трансформаторне масло бака контактора РПН має понаднормативний вміст C_2H_2 , C_2H_4 , характеризує старіння ізоляції (Протокол №1-727 від 20.12.17р., СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 табл.2, п.8.1.4).

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

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

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

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

Для організації обліку електроенергії по стороні 150 кВ, необхідно встановити нові трансформатори напруги та трансформатори струму. На стороні 35 кВ встановлені трансформатори напруги типу ЗНОМ-35, що знаходяться в експлуатації з 1966 року. Трансформатори напруги значно перевищили свій строк експлуатації. Були виявлені дефекти маслопоказчика, теча масла між корпусом та кришкою, теча масла із клемної зборки вторинних кіл. ТН типу ЗНОМ-35 потребують значних капіталовкладень на проведення

капітальних та поточних ремонтів та високу ступінь пожежонебезпечності. Враховуючи вищезазначене, планується заміна існуючих трансформаторів напруги на нові ТН з литою ізоляцією, антирезонансного виконання.

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

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

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

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

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

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

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

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

Згідно проекту передбачається:

2025 р. – (За сценарієм 1),

На стороні 150 кВ:

- Заміна силового трансформатора 1Т типу ТДТНГ-25000/150 У1 на трансформатор виробництва ПАТ «ЗТР» типу ТДТН-40000/150 У1;
- Заміна роз'єднувача 150 кВ – 3 шт.;
- Заміна трансформаторів струму 150 кВ: заміна 3 шт. типу ТФЗМ-150А-ІУ1 на 3 шт. типу ІМВ-170;
- Встановлення додатково триполюсного роз'єднувача 150 кВ типу DTS.170.1000.C.IV. УХЛ1 в кількості 1 шт.;

- Встановлення 3 шт. трансформаторів напруги типу EMF 170;
- Встановлення опорних ізоляторів 150 кВ та обмежувачів перенапруги типу BOW-РСА3-132 L1E1M4 в кількості 1 трифазних комплектів.

2022-2025 рр. - (За сценарієм 2).

На стороні 150 кВ:

- Заміна силових трансформаторів 1Т, 2Т типу ТДТНГ-25000/150 У1 на трансформатори виробництва ПАТ «ЗТР» типу ТДТН-40000/150 У1;
- Заміна роз'єднувача 150 кВ – 6 шт.;
- Заміна трансформаторів струму 150 кВ: заміна 6 шт. типу ТФЗМ-150А-ІУ1 на 3 шт. типу ІМВ-170 та на 3 шт. типу СА-170;
- Встановлення додатково триполюсного роз'єднувача 150 кВ типу DTS.170.1000.С.IV. УХЛ1 в кількості 2 шт.;
- Встановлення 6 шт. трансформаторів напруги типу EMF 170;
- Встановлення опорних ізоляторів 150 кВ та обмежувачів перенапруги типу BOW-РСА3-132 L1E1M4 в кількості 2 трифазних комплектів.

На стороні 35 кВ:

- Встановлення обмежувачів перенапруги 35 кВ типу ОСП2-41М-NNN- 4 трифазних комплекти;
- Заміна роз'єднувачів 35 кВ – 26 шт.;
- Заміна реакторів трифазного комплекту типу ЗРОМ-550/35 на трифазний комплект типу ASR 1.0P;
- Заміна вимикачів 35 кВ типу МКП-35-1000 У1 на вакуумні 7 шт.
- Заміна трансформаторів струмів 35 кВ 8 шт. типу ТФЗМ-35А-У1 на типу СХЕ-36;
- Заміна трансформаторів напруги 35 кВ 6 шт. типу НОМ-35-66 У1.

На стороні 6 кВ:

- Заміна масляних вимикачів 6 кВ: заміна 33 шт. на вакуумні;
- Заміна трансформаторів струму 6 кВ загальною кількістю 82 шт.;
- Заміна трансформаторів напруги 6 кВ: заміна 6 шт.;
- Встановлення обмежувачів перенапруги нелінійних типу ОПНп-6/7,2/10/550 УХЛ1 - 114 шт.;
- Встановлення шість ізоляторів ИОС-20-2000 УХЛ1 та три обмежувачі перенапруги 6 кВ ОСП2-08S-NNN – 2 шт.
- Ремонт будівлі ЗРУ-6 кВ, ОПУ.
- Реконструкція РЗА.
- Телемеханізація, телеуправління підстанції, АСКОЕ.

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

5. «Технічне переоснащення трансформаторної підстанції «ДШЗ-1»

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Проведення поточних та капітальних ремонтів потребує значних капіталовкладень.

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

Планом розвитку заплановано:

За сценарієм 2 – 2023-2025р.:

1. Організація обліку по стороні 150 кВ:

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

2 Реконструкція ВРУ-150 кВ:

- реконструкція ВРУ-150 кВ (існуюча схема) змінюється на типову схему «два блоки лінія– трансформатор з вимикачами та неавтоматичною перемичкою з боку ліній»;
- спорудження нового ЗПК блочного типу з встановленням релейних панелей, щита власних потреб та шафи оперативного струму (ШОС);
- заміна відокремлювача і короткозамикача на елегазовий вимикач 150 кВ типу LTB-170D1/B;
- заміна трансформаторів струму 150 кВ типу ТФНД-150/600-1200 на 2 трифазних комплекта типу ІМВ -170 (ABB);
- заміна обмежувачів напруги 150 на ОПН типу РСАЗЕ-132L21Е2М5 – 2 компл.;
- заміна та монтаж роз'єднувачів 150 6 шт.;
- встановлення трансформаторів напруги типу EMF 170 - 2 трифазних комплекти;
- заміна порталів та ошиновки 150 кВ.
- монтаж шафи КРУН-6 кВ з трансформаторами власних потреб;
- Обладнання встановлюється на окремі фундаменти на металевих оцинкованих стійках . Виконати прокладання кабельних трас в наземних бетонних лотках.

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

- Заміна, маслопроводу, маслоприймача;
- заміна розрядників нейтралі трансформатора 1Т РВС35+20+15 на РСАЗ – 108L21Е2М5;
- заміна заземлювача однополюсного ЗОН-150 на ESO-170.

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

- Заміна, маслопроводу, маслоприймача;
- заміна розрядників нейтралі трансформатора 1Т РВС35+20+15 на РСАЗ – 108L21Е2М5;
- заміна заземлювача однополюсного ЗОН-150 на ESO-170.
- Реконструкція РЗА.

5. Реконструкція ВРУ-35 кВ:

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

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

6. Телемеханізація підстанції:

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

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

6. «Реконструкція ПС 35/6 кВ «С-35» м. Жовті Води, Дніпропетровської обл.

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

- 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;
- 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);
- 5) розробку планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об'єктів, збільшення їх потужності тощо).
- 9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

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

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

Схема електричних з'єднань підстанції:

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

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

У 2011 році на підстанції проведено реконструкцію ВРП-35 кВ та встановлено роз'єднувач РДЗ-16-35/1000, ТС ТФЗМ-35А, вимикач ВР-35 НС, замінені комірочки КРУН 6 кВ на нові КРУН типу К-59 з вакуумними вимикачами ВВ/TEL-10, ОПН 6кВ КР/TEL, ТН НАМІ-6, ТС ТОЛ-10, ТВП ТСКС-25/6/0,4.

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

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

Загальна кількість підключених ТП – 33 шт.

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

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

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

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

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

Планом розвитку заплановано:

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

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

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

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

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

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

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

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

7. Технічне переоснащення ПС-35/6 кВ «Чешка»

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

- 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;
- 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);
- 3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних витрат електроенергії;
- 8) розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;
- 9) впровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

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

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

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

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

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

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

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

8. Технічне переоснащення ПС-35/10 кВ «Луч»

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

- 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;
- 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);
- 4) інтеграцію до системи розподілу розподіленої генерації, у т. ч. виробників, що здійснюють виробництво електричної енергії з використанням альтернативних джерел енергії;
- 8) розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;
- 9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

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

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

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

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

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

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

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

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

1.6. На вентильних розрядники типу РВС-35 спостерігається:

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

Пошкодження реєстратора спрацювання.

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

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

Для усунення зазначених вище дефектів вимагається технічне переоснащення ПС.

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

Передбачається:

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

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

9. Технічне переоснащення ПС-35/6 кВ «Молзавод»

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

- 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;
- 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);
- 3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії;
- 5) розробку планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об'єктів, збільшення їх потужності тощо);
- 8) розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;
- 9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

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

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

Споживачами є Нікопольська міська електромережа, «Молзавод».

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

Згідно акту технічного опосвідчення від 22.05.2017 року:

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

2. Опір контактної системи робочих ножів роз'єднувача 35 кВ Л-377-0 типу РНДЗ-2-35/630 У1 складає від 210 мкОм до 380 мкОм, при нормативному значенні ≤ 120 мкОм.

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

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

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

6. На вентильних розрядники типу РВС-35 спостерігається:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

На стороні 35 кВ:

- заміна силового трансформатора 1Т типу ТМ-2500/35 У1 на новий трансформатор типу ТМН-4000/35/6-У1;
- заміна масляного вимикача типу ВМП-35-800-12.5 вакуумний вимикач типу ВР35НСМ-35-20/1600У1 – 1 шт.;
- заміна розрядників РВС-35 на обмежувачів перенапруги типу РВА2-54 L5 E2 М7 – 1 компл.;
- заміна роз'єднувача РНД3-2-35/630 – 1 шт.;
- монтаж опори шинної 35 кВ – 3 шт.;
- монтаж трансформатора напруги 35 кВ типу ТЮ 7 35 кВ – 1 шт.;
- монтаж трансформаторів струму 35 кВ типу ТРО 70.11 40.5 100/5 0.5s/10P/10P – 3 шт.;
- організація обліку по стороні 35 кВ.

На стороні 6 кВ:

- заміна розрядників РВО-10 на обмежувачі перенапруги типу ОСП2-08S-NNN – 1 компл.;
- заміна трансформаторів струму типу ТПЛ-10 на ТПЛУ-10 – 7 шт.;
- монтаж опори шинної 10 кВ – 6 шт.
- організація автоматизованої системи керування з видачею сигналів на диспетчерський пункт;
- організація системи сигналізації пожежної та периметральної охорони.

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

- застосування при зовнішньому встановленні закритих герметичних клемних шаф;
- застосування панелей управління, релейного захисту і автоматики з використанням мікропроцесорної техніки;
- застосування електронних багатофункціональних лічильників.

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

10. Технічне переоснащення ПС-35/6 кВ №14

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

- 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;
- 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);

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

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

За час експлуатації комутаційне обладнання не модернізувалось.

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

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

На трансформаторі 3Т виявлені наступні дефекти:

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

На трансформаторі 4Т виявлені наступні дефекти:

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

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

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

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

5. Спостерігається порушення армовочних швів опорних ізоляторів з утворенням мікротрещин у верхній і нижній частині ізоляторів роз'єднувачів 35 кВ, що при проведенні

оперативних перемикачів може привести до поломки ізолятора, руйнування обладнання, створенню аварійної ситуації на ПС та нанесенню травм обслуговуючому персоналу.

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

7. На вентильних розрядники типу РВС-35 спостерігається:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

15. Відповідність експлуатації нормативним документам

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Заплановано:

- монтаж нового обладнання ВРУ-35 кВ, встановлення нових ТС та ТН 35 кВ, монтаж нових роз'єднувачів на стойках УСО Монтаж нового обладнання виконати на стойках УСО;
- ретрофіт в існуючих комірках ЗРУ-6 кВ (виконати заміну існуючих МВ на ВкВ типу виробництва «Schneider Electric» або аналогічні);
- монтаж нових ТН, ТВП, ТВП підключити на секцію;
- заміна ошиновування ВРУ-35 кВ;

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

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

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

11. Технічне переоснащення ПС-35/6 кВ «Стрічка»

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

- 1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;
- 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);
- 5)розробка планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об'єктів, збільшення їх потужності тощо);
- 9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

5. Відповідність експлуатації нормативним документам:

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

6. Висновки.

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

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

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

Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання, забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії планом розвитку передбачається технічне

переоснащення ПС, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління, з заміною МВ на ВВ, ремонт будівлі підстанції.

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

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

На стороні 35 кВ:

- заміна роз'єднувачів РДЗ-2-35/1000 на DTS-40.5.1000.C.IV.UXJ11 – 2 компл.;
- монтаж роз'єднувачів 35 кВ типу DTS-40.5.1000.C.IV.UXJ11 – 2 комплекта;
- монтаж трансформатора напруги 35 кВ типу ТЮ 7 35 кВ – 2 трифазних комплекта;
- монтаж обмежувачів перенапруги типу РВА2-54 L5 E2 M7 - 2 трифазних комплекта;
- монтаж трансформаторів струму 35 кВ типу ТРО 70.11 40.5 100/5 0.5s/10P/10P - 2 трифазних комплекта;

На стороні 6 кВ:

- заміна масляних вимикачів ВМП-10к на вакуумні вимикачі типу ВВ/TEL-10-20/630 – 9 шт.;
- заміна трансформаторів струму типу ТПЛ-10 на ТПЛУ-10 - 18 шт.;
- заміна трансформаторів напруги типу НТМІ-6 на НАМІ-Е-6 6000/100В 2 шт.;
- монтаж обмежувачів перенапруги типу ОСР2-08S-NNN - 2 трифазних комплекта;
- заміна трансформаторів власних потреб типу ТМ-63/6 на ТСЗ-63/6 – 2 шт.;
- монтаж опори шинної 10 кВ – 6 шт.
- організація автоматизованої системи керування з видачею сигналів на диспетчерський пункт;
- організація системи сигналізації пожежної та периметральної охорони.

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

12. Технічне переоснащення ПС «ЦЗ» 35/6 кВ

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

- 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;
- 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);
- 8) розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;
- 9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

Підстанція розташована в смт. Губиниха-1, Новомосковського району, Дніпропетровської області. На підстанції встановлено два силових трансформатори по 4 МВА,

від яких живиться закритий розподільний пристрій 6 кВ із двома секціями шин (ком. КСО-203 - 24 шт.).

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

За час експлуатації комутаційне обладнання не модернізувалось.

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

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

На трансформаторі 1Т виявлені наступні дефекти:

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

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

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

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

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

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

7. На вентильних розрядники типу РВС-35 спостерігається:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

15. Відповідність експлуатації нормативним документам

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

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

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

Для усунення зазначених вище дефектів вимагається технічне переоснащення ПС.

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

(2024– сценарій 1, 2022 – сценарій 2)

На стороні 35 кВ:

- заміна роз'єднувача РНДЗ-2-35/1000 на 2 комплекта DTS-40.5.1000.C.IV.UXJ1 та 2 комплекти DTS-40.5.1000.A.IV.UXJ1;
- заміна роз'єднувача РНДЗ-1-35/1000 на DTS-40.5.1000.A.IV.UXJ1 – 2 шт.;
- монтаж роз'єднувача DTS-40.5.1000.C.IV.UXJ1 – 2 шт.;
- монтаж опори шинної 35 кВ – 3 шт.;
- монтаж трансформатора напруги 35 кВ типу ТЮ 7 35 кВ – 2 комплекта;
- монтаж обмежувачів перенапруги типу РВА2-54 L5 E2 M7 - 2 комплекта;
- монтаж трансформаторів струму 35 кВ типу ТРО 70.11 40.5 100/5 0.5s/10P/10P – 2 комплекта;
- заміна масляного вимикача типу MBT-35-800-125 У1 на вакуумний вимикач типу ВР35НСМ-35-20/1600У1 – 2 шт.;
- заміна розрядників типу РВС-35 на обмежувачі перенапруги типу РВА2-54 L5 E2 M7 – 2 компл.;
- організація обліку по стороні 35 кВ.

На стороні - 6 кВ:

- заміна розрядників типу РВО-6 на обмежувачі перенапруги типу ОСР2-08S-NNN – 4 компл.;
- заміна роз'єднувачів типу РВЗ-10 на тип РВЗ-10 – 35 шт.;
- заміна масляних вимикачів типу ВМП-10 на вакуумні вимикачі типу ВР1-10 – 15 шт.;
- заміна трансформаторів струму типу ТПЛ-10 на ТПЛУ-10 - 32 шт.;
- заміна трансформаторів напруги типу НТМІ-6 на типу НАМІ-Е-6 - 2 шт.;
- заміна трансформаторів власних потреб типу ТМ-40/6 - 2 шт. ;
- монтаж опори шинної 10 кВ – 12 шт.
- організація автоматизованої системи керування з видачею сигналів на диспетчерський пункт;
- організація системи сигналізації пожежної та периметральної охорони;
- виконати заміну всієї кабельно – провідникової продукції заміненних комірок, прокладку кабелів поза приміщенням виконати в кабельних лотках;
- виконати опалення та кондиціонування приміщень;
- виконати заземлення обладнання у відповідності з вимогами нормативної документації;
- виконати охоронну та пожежну сигналізацію;
- виконати заміну прожекторів на ВРУ, ланцюгів зовнішнього освітлення від ЩВП до прожекторів на ВРУ, заміну ліхтарів зовнішнього освітлення ЗРУ, ланцюгів зовнішнього

освітлення від ЩВП до ліхтарів (використовувати світлодіодні LED ліхтарі та прожектори), встановити нові ЩО (автомати SchneiderElectric або аналогічні);

– телемеханізація підстанції, що дозволяє збирати, передавати інформацію про функціонування об'єктів електричної мережі, а також передавати команди диспетчерського управління, поліпшити загальну надійність енергосистеми і підвищується якість обслуговування споживачів;

Заміна силових трансформаторів передбачається на наступні роки.

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

13. Технічне переоснащення ПС «НВ-ЦЗ» 35/6 кВ

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

- 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;
- 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);
- 3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних витрат електроенергії;
- 8) розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;
- 9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

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

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

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

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

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

1. На роз'єднувачі 35 кВ Л-578-0 типу РНДЗ-2-35/1000 У1 спостерігається зношення елементів механічної частини ізоляційних колонок і втрата пружинних властивостей контактів роз'єднувачів, що приводить к появі ненормативних люфтів і виникненню нагріву контактної частини, що було виявлено на кріпленнях ламелей роз'єднувачів.
2. Опір контактної системи робочих ножів роз'єднувача 35 кВ Л-578-0 типу РНДЗ-2-35/1000 У1 складає 220-350 мкОм, при нормативному значенні ≤ 120 мкОм.
3. Корозійне пошкодження тяг приводу в місцях їхнього приєднання до поворотних колонок і верхніх поворотних механізмів роз'єднувачів 35 кВ, що призводить до утворенню люфтів у роботі приводу і неповного входження контактів роз'єднувача.

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

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

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

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

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

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

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

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

- Заміна масляного вимикача 35 кВ типу МВТ-35/800 на вакуумний вимикач.
- Заміна розрядників РВС-35 кВ на обмежувачі перенапруг типу РВА2-54 L5 E2 M7 – 1 компл.;
- Заміна трансформаторів струму типу ТРО 70.11 40 – 6 шт..
- Встановлення трансформаторів напруги типу ТЮ 7 – 1 компл.;
- Заміна роз'єднувача 35 кВ РНДЗ-2-35/1000 У1 на DTS-40.5.1000.C.IV УХЛ1 – 1шт.;
- Організація обліку по стороні 35 кВ;
- Заміна силового трансформатора 35/6 кВ типу ТМ-1800/35 на трансформатор типу ТМН-1600/35 У1 – 1 шт.;
- організація автоматизованої системи керування з видачею сигналів на диспетчерський пункт;
- організація системи сигналізації пожежної та периметральної охорони.

Розробка ПКД на заміну силового трансформатора виконується в 2020 році.

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

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

14. Технічне переоснащення ПС-35/6 кВ «Палмаш»

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

- 1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;
- 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);
- 3)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії;
- 8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;
- 9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

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

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

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

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

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

На стороні 35 кВ:

- організація обліку по стороні 35 кВ;
- заміна трансформаторів струму типу ТРО70.11 **600/5/5/5** на 2 трифазних комплекта типу **ТРО.7 300/5/5/5/5**;
- монтаж трансформаторів напруги типу ТЮ 7, 05/6Р - 2 компл.;
- монтаж роз'єднувачів типу DTS 40,5.1000A.IVUXJ1 – 2 шт.;
- монтаж обмежувачів перенапруги типу ОСП2-41М-NFF – 2 компл.

На стороні 6 кВ:

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

Орієнтовний термін виконання робіт за сценарієм 2 - 2025 р.

15. Технічне переоснащення ПС «Сельстрой»

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

а) положення комутаційних апаратів;

б) спрацювання захисту:

- струмової відсічки;

- максимально - струмового захисту;

- однофазного замикання на «землю» та ін.;

в) охоронну сигналізацію та пожежну сигналізацію ПС-35/10 кВ «Сельстрой»;

3. Вивід показників телевимірювання струму та напруги на робочий комп'ютер диспетчера ОДГ ДнРЕМ.

Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання підстанції, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання, підвищення надійності енергопостачання споживачів, необхідно виконати технічне переоснащення ПС. На виконання вимог розділу V (Улаштування вузлів обліку та інших засобів комерційного обліку електричної енергії) Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затверджений Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 311 (в редакції Постанови НКРЕКП від 20.03.2020 № 716) проектом передбачити організацію обліку на підстанції.

Орієнтовний термін розробки проектно-кошторисної документації за сценарієм 2 – 2023р., виконання робіт – 2024-2025рр.

16. Технічне переоснащення ПС-35/10 «НМФ»

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

- 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;
- 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);
- 8) розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;
- 9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

Підстанція розташована в місті Новомосковськ, Дніпропетровської області. На підстанції встановлено два силових трансформатори по 4 МВА, від яких живиться закритий розподільний пристрій 10 кВ із двома секціями шин.

Споживачами від підстанції є Новомосковська Меблева фабрика, Кабельний завод, завод харчових продуктів та АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ».

За час експлуатації комутаційне обладнання не модернізувалось.

Актом технічного опосвідчення обладнання ПС-35/10 кВ «НМФ» від 17.05.2017 виявлено наступні зауваження:

1. Трансформатори 1Т и 2Т типу ТМН-4000/35 У1 1984 виробництва. Трансформатори знаходяться в роботі 34 роки, що значно перевищує допустимий строк експлуатації (25 років). В процесі довгострокової експлуатації трансформаторів погіршилися їх технічні характеристики. Механічне пошкодження корпусу, корозія, часткова деформація деталей. Величина фізичного зносу складає 75%.

На трансформаторі 1Т виявлені наступні дефекти:

Незадовільний стан приводу РПН;

Незадовільний стан ущільнювальної резини під кришкою трансформатора;

Незадовільний стан ущільнювальної резини дискових затворів радіаторів, дискового затвору розширювального баку;

Незадовільний стан металорукавів, кабелів вторинних ланцюгів релейного захисту і сигналізації трансформатора;

Теча масла по резиновим ущільнювачам газового реле трансформатора;

Незадовільний стан дискових затворів радіаторів;

Корпус трансформатора та радіатори замаслені та пошкоджені корозією;

Незадовільний стан силікагелю у термосифонних фільтрах;

- Незадовільний стан щебеню під трансформатором.

- На трансформаторі 2Т виявлені наступні дефекти:

- Теча масла з РПН;

- Незадовільний стан ущільнювальної резини під кришкою трансформатора;

- Незадовільний стан ущільнювальної резини дискових затворів радіаторів, дискового затвору розширювального баку;

- Незадовільний стан металорукавів, кабелів вторинних ланцюгів релейного захисту і сигналізації трансформатора;

- Теча масла по резиновим ущільнювачам газового реле трансформатора;

- Незадовільний стан дискових затворів радіаторів;

- Корпус трансформатора та радіатори замаслені та пошкоджені корозією;

- Незадовільний стан силікагелю у термосифонних фільтрах;

- Незадовільний стан щебеню під трансформатором.

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

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

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

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

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

7. На вентильних розрядники типу РВС-35 спостерігається:

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

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

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

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

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

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

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

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

Збільшення перехідного опору викликає додаткові втрати електричної енергії, особливо в режимах короткого замикання (КЗ), це призводить до пошкодження і руйнування вимикача.

Збільшення зазорів у з'єднаннях приводного механізму тягне за собою збільшення періодичності виконання технічного обслуговування і регулювання приводів МВ-35кВ.

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

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

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

15. Відповідність експлуатації нормативним документам

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

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

16. Висновки.

Після проведення технічного аналізу стану обладнання ПС-35/10 кВ «НМФ», комісія дійшла висновку:

Обладнання ПС вичерпало свій експлуатаційний ресурс;

Знижена надійність електропостачання споживачів;

Проведення поточних та капітальних ремонтів потребує значних капіталовкладень;

Зношеність основних рухомих вузлів приводних механізмів основного комутаційного обладнання.

Для усунення зазначених вище дефектів вимагається технічне переоснащення ПС.

На основі протоколів ТОВ «Енергорішення» ДП «Вінницький експертно-технічний центр держпраці» було проведено експертизу і отримано висновок №05.09.04-034.18 та 05.09.04-035.18 «Щодо відповідності обладнання підвищеної небезпеки, а саме силових трансформаторів 1Т, 2Т трансформаторної підстанції ПС 35/10 кВ «НМФ» ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки».

За результатами експертної оцінки технічного стану трансформатори 1Т, 2Т Вінницьким ЕТЦ визначено, що трансформатори не відповідають вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки і знаходяться в незадовільному стані.

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

- організація обліку по стороні 35 кВ;
- заміна обладнання ВРУ-35;
- заміна силових трансформаторів;
- заміна обладнання ЗРУ-10 кВ;
- телемеханіка, телеуправління виконується в четверту чергу.

Заплановано:

– монтаж нового обладнання ВРУ-35 кВ, встановлення нових ТС та ТН 35 кВ, монтаж нових роз'єднувачів на стойках УСО
Монтаж нового обладнання виконати на стойках УСО;

– ретрофіт в існуючих комірках ЗРУ-10 кВ (виконати заміну існуючих МВ на ВкВ типу виробництва «Schneider Electric» або аналогічні);

– монтаж нових ТН-10 кВ, ТВП. ТВП підключити на секцію;

– заміна ошиновування ВРУ-35 кВ;

- заміна силових трансформаторів 35/10 кВ 1Т, 2Т типу ТМН-4000-35/75-У1 на трансформатори типу ТМН-4000/35 У1;
- заміна вимикачів 35 кВ на вакуумні типу ВР-35НС виробництва РЗВА або аналогічні;
- заміна (встановлення) роз'єднувачів – 8 шт.;
- заміна розрядників на ОПН – 6 шт.;
- встановлення ТН 35 кВ – 2 компл.;
- заміна трансформаторів струму – 6 шт.;
- виконати перевірку захищеності обладнання ПС від прямих ударів блискавки, при необхідності встановити додаткові блискавковідводи;
- встановити ШОТ, перенести на існуючий ШОТ контрольні кабелі нового обладнання, провести розрахунок ємності батареї;
- захист приєднань 10кВ на базі мікропроцесорних блоків захисту виробництва Schneider Electric або аналогічні;
- замінити панель управління Т-11, Т-12, комплектацію визначити проектом, на ТН встановити світлову та звукову сигналізацію цілісності запобіжників;
- виконати заміну всієї кабельно – провідникової продукції замінених комірок, прокладку кабелів поза приміщенням виконати в кабельних лотках;
- виконати опалення та кондиціювання приміщень;
- виконати заземлення обладнання у відповідності з вимогами нормативної документації;
- виконати охоронну та пожежну сигналізацію;
- виконати заміну прожекторів на ВРУ, ланцюгів зовнішнього освітлення від ЩВП до прожекторів на ВРУ, виконати заміну ліхтарів зовнішнього освітлення ЗРУ, ланцюгів зовнішнього освітлення від ЩВП до ліхтарів. (використовувати світлодіодні LED ліхтарі та прожектори, встановити нові ЩО (автомати SchneiderElectric або аналогічні).

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

Орієнтовний термін розробки проектно-кошторисної документації за сценарієм – 2024р., виконання робіт – 2025 р.

17. Реконструкція ПЛ-35 кВ Л-МКР-31

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

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

ПЛ-35 кВ Л-МКР-31 від ПС «Девладове-тягова» ПАТ «Укрзалізниця» до ПС «Макорти» 35/6 кВ с. Макорти, Софіївський р-н, Дніпропетровська обл., одноколова, побудована в 1971 році протяжністю 17,82 км, виконана проводом АС-70.

По лінії Л-МКР-31 підключені ПС «Макорти-1» (ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»), ПС «Макорти-2» (Радгосп «Саксаганський») та ПС «Криничувата» (АТ ДТЕК «ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»).

Споживачи, що живляться:

- від ПС «Макорти-1» - П'ятихатський водоканал та ДУ «Софіївська виправна колонія»;
- від ПС «Макорти-2» - Ордовасилівська сільська Рада, очисні споруди, насоси 1-го та 2-го під'ємів води, населення с. Мар'ївка, вежі «Лайф-стел» та «Водафон».

Опори ПЛ-35 кВ Л-МКР-31 знаходяться у незадовільному стані із-за тривалого терміну експлуатації. Всі опори, що проміжні що анкерно-кутові – металеві решітчасті зварні в загальній кількості 101шт (частково присутні типу «Рюмка»).

За період експлуатації зменшено поперечний переріз розрахункових елементів металевих опор в результаті суцільної корозії більше ніж на 25% (на ділянках зіткнення з ґрунтом або бетоном більше ніж на 85%), Опори знаходяться у незадовільному стані із-за тривалого терміну експлуатації. (СОУ-Н ЕЕ 20.571:2007, частина 1, таблиця А.1, п.1.2 (1-3), п.1.5 (1-10)).

Контури заземлення пошкоджені корозією на 30% (на ділянках зіткнення із ґрунтом або бетоном на 85-95%). (СОУ-Н ЕЕ 20.571:2007, частина 2, п.11.12). Необхідна заміна дроту, блискавкозахисного тросу, заміна фарфорової ізоляції. Акт дефектів ПЛ-35 кВЛ-МКР -31 від 12.05.2016 р.

Грозозахисний трос С-50 спрацьований на 50%, має фізичний знос, значну корозію сталюї проволони, обриви витків дроту. Необхідна заміна грозозахисного тросу. (СОУ-Н ЕЕ 20.571:2007, частина 2, п.10.4).

Провід АС-70 також пошкоджений корозією та має значну кількість скруток та бандажів після пошкоджень. (СОУ-Н ЕЕ 20.571:2007, частина 2, п.10.4)

Лінійна арматура спрацьована на 30% тому непридатна до подальшої експлуатації. (СОУ-Н ЕЕ 20.571:2007, частина 2, п.10.5).

Залізобетонні фундаменти мають відколи та відшарування захисного шару бетону з оголенням несучої арматури зі слідами іржі, що приводить до послаблення несучої спроможності (СОУ-Н ЕЕ 20.571:2007, частина 1, таблиця А.1, п.2.1(1-3), п.2.2(1-7)).

Ізолятори підвісні порцелянові (фарфорові) мають відколювання та наявні радіальні тріщини, пошкодження порцеляни (більше ніж на 30% обсягу), оплавлення та стійке забруднення глазури, тріщини в шапках ізоляторів. (СОУ-Н ЕЕ 20.571:2007, частина 2, п.10.5).

З метою підвищення надійності роботи електричних мереж 35 кВ, для запобігання руйнуванню фізично зношених конструкцій ПЛ, Планом розвитку передбачається реконструкцію ПЛ-35 кВ Л-МКР-31. В 2019 році ТОВ «СХІДЕНЕРГОПРОЕКТ» розроблено проект СЕП-55-01/3077/296-2019, яким передбачається:

- встановлення нової ПЛ-35 кВ Л-МКР-31 в існуючій охоронній зоні в створі існуючої ПЛ-35 кВ Л-МКР-31, в тому числі з заходами на ПС;
- розстановка опор виконана для проводу АС-120/19 ГОСТ839-80 в 3-му районі по ожеледі і 2-му районі за вітром);
- ізоляція ПЛ-35, що реконструюється, прийнята відповідно до інструкції по виборі і експлуатації зовнішньої ізоляції електроустановок 6-750 кВ на підприємствах Міненерго України, ГКД 34.51.101-96 та з урахуванням регіональних карт рівнів ізоляції, розроблених інститутом «Енергомережпроект». Лінійна арматура повинна бути захищена гарячим цинкуванням;
- кріплення проводу, на перетинаннях через залізниці, шляхи з твердим дорожнім покриттям, ПЛЕП, ПЛЗ, через різні наземні трубопроводи і споруди для транспортування нафти, газу, аміаку і т.і., а також при проходженні ПЛ по населеній місцевості, виконати двох-ланцюговим як на проміжних так і на анкерних опорах;
- проектом передбачений захист проводів АС120/19 та троса ТК-50 від вібрації гасителями вібрації типу ГПГ-1,6-11-400/16, тросу ГПГ-0,8-9,1-300/10;
- встановлення металевих уніфікованих опор – Анкерно-кутові, кінцеві опори, опори

для відгалуження;

- На реконструйованій ділянці ґрунти мають неагресивної корозійної активністю по відношенню залізобетону і слабо агресивних при впливі на арматуру залізобетонних конструкцій при періодичному змочуванні. Опори захищаються від корозії з урахуванням вимог ДСТУ-Н Б В.2.6-186:2013 наступним чином:

- Металоконструкції залізобетонних опор захищаються гарячим оцинкуванням;
- Залізобетонні конструкції фундаментів захищаються шляхом нанесення 1-го шару каучукової мастики.

Захист ПЛ від перенапруг здійснюється встановленням ОПН на першій та останній кінцевих опорах на кожну фазу.

Орієнтовний термін виконання робіт за сценарієм 2 – 2021р.

18. Реконструкція ПЛ-35 кВ Л-Інг-31

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

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

Планом розвитку заплановано реконструкцію ПЛ-35 кВ Л-ІНГ-31 протяжністю по трасі 17,0 км від ПС 150/35/6 кВ «Електронна» до ПС «Інгuleцька» 35/6 кВ.

ПЛ-35 кВ Л-Інг-31 побудована в 1954 році (по конструкції опор ПЛ також 50 – 60 років), виконана проводом АС-120, знаходиться у незадовільному стані із-за тривалого терміну експлуатації.

Опори дуже застарілі У-образні та П-образні порталного типу з двома тросостойками. Фундаменти опор мають руйнацію бетону, оголення та корозію анкерних болтів.

Лінійна арматура спрацьована на 40-50%. Дріт та грозозахисний трос мають фізичний знос, значну корозію сталеної проволочи, обриви витків дроту, металоконструкції опор вражені корозією, що приводить до послаблення несучої спроможності опор. Були випадки падіння опор.

Низи всіх опор ремонтувались з застосуванням електрозварювання з частковою вирізкою і заміною вітрових (розшивочних) кутників. Ізолятори фарфорові.

Провід та лінійна арматура також мають місцями корозію. Акт дефектів ПЛ-35 кВ Л-Інг-31 від 18.04.2016 р.

За період експлуатації зменшено поперечний переріз розрахункових елементів металевих опор в результаті суцільної корозії більше ніж на 25% (на ділянках зіткнення з ґрунтом або бетоном більше ніж на 85%), контури заземлення пошкоджені корозією на 30% (на ділянках зіткнення із ґрунтом або бетоном на 85-95%).

Грозозахисний (блискавко-захисний) трос, провід, лінійна арматура, опори та фундаменти через корозію понад 20% непридатні до подальшої експлуатації (мали місце падіння опор). Ізолятори у підвісних та натяжних гірляндах порцелянові (фарфорові) мають сколи та наявні радіальні тріщини, пошкодження порцеляни (більше ніж на 30% обсягу), оплавлення та стійке забруднення глазури, тріщини в шапках ізоляторів. На фундаментах опор з тріщин та сколів виглядає арматура.

З метою підвищення надійності роботи електричних мереж 35 кВ заплановано повну реконструкцію ПЛ-35 кВ. Потрібно запроєктувати лінію в існуючому створі на нових фундаментах, на нових з/б проміжних та металевих анкерних опорах. Запроєктувати також

нове обладнання ПЛ: грозозахисний трос та контури заземлення опор, провід АС-120, полімерну ізоляцію, полімерні ОПН, лінійну арматуру та інше. Металоконструкції опор повинні бути оброблені гарячим цинкуванням.

Орієнтовний термін розробки проектно-кошторисної документації – 2022 р., виконання робіт – 2023 р. за сценарієм 2.

19. Будівництво ЛЕП 35 кВ до ПС «С-35» 35/6 кВ м. Жовті Води

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

- 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;
- 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);
- 3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних витрат електроенергії.
- 5) розробку планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об'єктів, збільшення їх потужності тощо).

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

ПС «С-35» 35/6 кВ заживлена від мереж ТОВ «Восток Руда». Підприємство не проводить господарську діяльність близько двох років. Ремонтні роботи та технічне обслуговування обладнання ПС «Нова» не проводиться, оперативний персонал відсутній. Підприємство «Восток-Руда» являється боржником ПАТ «ДТЕК ДНПРООБЛЕНЕРГО» за поставлену електричну енергію (борг на липень 2016 року складає 27,3 млн. грн). У 2016 році неодноразово мало місце відключення ПС «Нова» зі сторони ПАТ «ДТЕК ДНПРООБЛЕНЕРГО» за борги, внаслідок чого наша ПС «С-35» 35/6 кВ, а також значна частина споживачів м. Жовті Води були знеструмлені. У липні місяці 2016 року тривалість знеструмлення по всім ТП, які підключені до ПС «С-35» 35/6 кВ через відключення ПС «Нова» склало 6 261 хвилину. По деяким ТП час знеструмлення досягав 1 640 хвилин.

Розмір недовіпущеної електроенергії за липень місяць 2016 року по ПС «С-35» 35/6 кВ склав 97,2 тис. кВт*год. У грошовому вираженні недовідпуск електроенергії склав 185 457,00 грн.

Враховуючі рекомендації Головерженергонагляду, компанією прийнято рішення щодо виконання робіт з реконструкції ПС «С-35» 35/6 кВ м. Жовті Води.

Розроблено проект (шифр проекту ХПЕ.30655746.14.16), яке передбачає встановлення обладнання 2-ї секції ВРУ-35 кВ, встановлення другого силового трансформатора 35 кВ 2Т, заміну силового трансформатора 1Т, будівництво двокової ЛЕП-35 кВ та перепідключення ПС «С-35» 35/6 кВ до ПЛ-35 кВ Л-К-31, Л-К-32 ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК». Це дозволить забезпечити створення більш гнучкої схеми ПС «С-35» 35/6 кВ м. Жовті Води підвищити надійність електропостачання, збільшити пропускну спроможність підстанції.

Орієнтовний термін виконання робіт – 2022-2024 рр. – сценарій 1, 2021 р. за сценарієм 2.

20. Обсяги будівництва та реконструкції мереж 0,4-10 кВ

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

розподілу:

- 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу;
- 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);
- 3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії;
- 4) інтеграцію «споживачів-виробників» та МСР до системи розподілу ОСР;
- 5) розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;
- 6) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311;
- 7) підвищення енергоефективності роботи розподільних електромереж шляхом їх реконфігурації, автоматизації та підвищення рівня середньої напруги.

Основним пріоритетом для підвищення енергоефективності визначено виконання реконструкції електричних мереж в проблемних вузлах мереж компанії, які виробили свій ресурс.

ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» виконано наступні ТЕО, в тому числі з реконструкції електричних мереж з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6 кВ на 20 кВ:

Найменування ТЕО	Рік виконання	Проект	Рік виконання	План реалізації	Рік виконання за сценар. 2
Розробка ТЕО «Реконструкція електричних мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6 кВ на 20 кВ в м. Вільногірськ	2017	Розробка проєктної документації «Реконструкція електричних мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6 кВ на 20 кВ в м. Вільногірськ	2017-2018	Будівництво ПС та реконструкція електричних мереж реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6 кВ на 20 кВ	2022-2025 сценар. 2
Розробка ТЕО будівництва ПС «Красногвардійська»	2014	Розробка проєкту «Реконструкція ПС 150/6 кВ «Пролісок» з ЛЕП-150 кВ»	2016	Будівництво ПС	2025-2027 сценар. 2
Розробка ТЕО «Реконструкція підстанції «Пролісок» з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6/10 кВ на 20 кВ»	2017	Розробка проєкту	2022	Реконструкція ел.мереж	2027-2029 сценар. 2

В зв'язку з значними обсягами фінансування робіт з переведення електричних мереж 6-10 кВ на напругу 20 кВ, виконання робіт можливо тільки за сценарієм 2.

Особлива увага надана мережам 0,4–6-10 кВ, частину яких необхідно реконструювати та замінити. Особливо в тих містах, де за рішенням міських рад прийнято рішення про переведення міст на електроопалення (м. Вільногірськ, м. Жовті Води, м. Павлоград). Реконструкція та будівництво ПЛ-0,4 кВ виконується з використанням самоутримуючих ізольованих проводів. Це основа для зменшення нетехнічних втрат електричної енергії та поліпшення якості електричної енергії у споживачів, в тому числі соціально значимих об'єктів, споживачів I та II категорії.

Незадовільний стан мереж 0,4 кВ може привести до негативних соціально-економічних наслідків, виникає загроза тривалого знеструмлення значної частини населених пунктів.

Технічні втрати електроенергії при її транспортуванні в розподільних мережах є основою нормативу, що визначає економічно обґрунтовані технологічні втрати електроенергії. В міських розподільних електричних мережах значною складовою втрат електроенергії (до 30 %) є втрати холостого ходу (XX) трансформаторів P_{xx} . Зниження коефіцієнтів завантаження трансформаторів в наслідок перерозподілу електроенергії збільшує частку XX в сумарних втрат в трансформаторах. При розрахунках балансу енергії втрат P_{xx} у трансформаторах приймаються рівними паспортним значенням $P_{пасп}$. На практиці паспортне значення $P_{xx пасп}$ не завжди відповідає реальним втратам у трансформаторі та для різних трансформаторів різниця може бути значна. Хибне значення P_{xx} призводить до суттєвої помилки в розрахунках відпуску електроенергії. Можна стверджувати, що втрати електричної енергії у силових трансформаторах з часом змінюються та динаміка цих змін залежить, як мінімум від терміну та умов експлуатації, а також від видів та кількості пошкоджень трансформаторів і якості їх ремонтів

Старе обладнання підвищує імовірність виникнення пожеж та вибухів цих трансформаторів, так як погана герметизація, механічні пошкодження, наявність сторонніх домішок в ізоляційній середовищі та інше, незалежно від типу трансформатора, можуть призвести до короткого замикання всередині нього та, як наслідок, до вибуху.

Станом на 01.04.2019 на підприємстві ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» знаходяться в експлуатації трансформатори напругою 6(10)/0,4 кВ загальною кількістю 928 шт. з них 304 шт. тобто 32,8% більше 40 років які втратили свої першопочаткові параметри і мають великі втрати холостого ходу через зношення магнітопроводу та втрати потужності і вимагають заміни. Термін служби 45-50 років визначається критичним.

В якості енергозберігаючого заходу планується замінити морально та фізично застарілі трансформатори класом напруги 10/0,4 кВ та 6/0,4 кВ на сучасні трансформатори ТМГ, які мають герметичне виконання, з поліпшеними технічними характеристиками.

Переваги герметичних масляних трансформаторів ТМГ в тому, що вони менше за габаритами і вагою, а так само мають мінімальні експлуатаційні витрати і не вимагають:

- обслуговування протягом усього терміну служби;
- лабораторних досліджень трансформаторного масла;
- взяття проб масла на аналіз;
- регенерації масла та ревізій при експлуатації.

Застосування СП на ПЛ-0,4 кВ та на ПЛ-6 кВ дасть можливість значно зменшити кількість відключень, експлуатаційні витрати, вирішити проблему розчистки трас в міській зоні, підвищити безпечність робіт на ПЛ, а також значно знизити втрати в першу чергу за рахунок неможливості несанкціонованого споживання електроенергії, що в свою чергу покращить фінансові можливості компанії.

На відміну від традиційних ПЛ-0,4 кВ з неізольованими проводами ЛЕП із СП мають ряд переваг :

- 1) вища (в 3-3,5 рази) експлуатаційна надійність – зменшення можливості виникнення пожеж внаслідок короткого замикання і обриву проводів, особливо в лісових масивах, виключення коротких замикань через перехрещення проводів, дотику проводів до дерев, накидів, ушкодження ізоляторів;
- 2) зменшення навантаження на опори від впливу ожеледі та вітру на 30 %;
- 3) зменшення реактивного опору майже у 3 рази та втрат від спаду напруги на 1-2 %, що збільшує пропускну здатність лінії, чим покращують якість електроенергії у споживачів;
- 4) підвищується безпека виконання всіх видів робіт на лінії та поблизу неї;
- 5) значно спрощується технологія монтажу, а також зменшуються затрати на обслуговування ліній;
- 6) можливість спільної підвіски проводів низької напруги;

запобігання розкрадання електроенергії, виключається можливість несанкціонованого підключення до повітряної лінії шляхом „накиду” на проводи;

- 7) ізоляція проводів виготовляється з стабілізованого (стійкого до впливу ультрафіолетового випромінювання), зшитого негорючого поліетилену, що гарантує якість і довговічність роботи повітряної лінії;
- 8) скорочення терміну техобслуговування на 80 %, в тому числі зменшення витрат на розчищення трас;
- 9) у порівнянні з неізольованими проводами зменшується кількість втрат електроенергії, оскільки на ізольовані проводи не впливають погодні умови (дощ, сніг).

Досвід експлуатації повітряних ліній електропередач (ЛЕП) напругою 0,4 кВ з голими (неізольованими) проводами вказує на недоліки:

- 1) утворення ожеледі та руйнування ЛЕП під її впливом;
- 2) вимкнення ЛЕП від пошкодження (перехреснення) проводів внаслідок їх провисання;
- 3) необхідність розчищення траси від зарослі дерев;
- 4) стиснені умови щодо проходження траси ЛЕП;
- 5) високі експлуатаційні витрати на обслуговування ЛЕП;
- 6) підвищена небезпека при обриві проводу (нещасні випадки з людьми та тваринами).

Для зменшення втрат електроенергії заплановано винос лічильників електроенергії у населення з квартири на сходові клітини.

Для підвищення надійності електропостачання споживачів компанії, зменшення тривалості відключень та недовідпуску електроенергії, на ПЛ-6 кВ, планується встановити реклоузери.

Забезпечення високого рівня експлуатаційного обслуговування устаткування існуючих розподільних мереж на старій елементній базі ТП, РП неможливо. Обладнання, яке вже не має комутаційного ресурсу, знижені експлуатаційні якості та параметри перехідних опорів контактних з'єднань, що в кінцевому підсумку знижує основні показники надійності розподільної мережі, і як результат негативно впливає на якість електропостачання споживачів.

З метою поліпшення показників SAIDI, в Плані розвитку заплановано технічне переоснащення ТП з заміною існуючого обладнання: застарілих панелей 0,4 кВ, що мають іржу 25 % та комірок КСО 6-10 кВ. Заміна застарілих панелей ЩО та комірок КСО на нові, більш сучасні, які мають блокування від помилкового включення та захист від вплива людського фактора, дозволить збільшити надійність електропостачання споживачів, зменшити витрати на обслуговування електричної мережі.

Планом розвитку передбачається встановлення розвантажувальних підстанцій в мережах, що розташовані в районах, навантаження в яких виходить за межі норми, та встановлення яких є економічно обґрунтованим.

З метою задоволення потреб споживачів в електричній енергії, підвищення якості електричної енергії, ліквідації «вузьких місць» та вирішення проблемних питань в електропостачанні споживачів області, зниження витрат електричної енергії на її передачу, зменшення недовідпуску електроенергії, доведення технічного стану електричних мереж до відповідності вимогам чинних нормативних документів, зниження рівня аварійності, зменшення кількості технологічних порушень, забезпечення соціально-економічного розвитку передбачено розробка проектів та встановлення розвантажувальних ТП:

В Криворізькому районі 2Т в с. Надія необхідно винесення КТП-5 2Т в центр навантаження та реконструкція повітряної лінії 0,4 кВ від РБ-1 та РБ-4 КТП-5. Існуючі ПЛ-0,4 кВ мають довжину до 3 км.

В м. Кривий Ріг заплановано будівництво розвантажувального КТП-6/0,4 кВ з заміною проводу АС на СІП існуючих ПЛ-0,4 кВ від КТП-861 РБ-5, РБ-13 по вул. Спортивна та вул. Вишнева (існуючі ПЛ-0,4 км до 2 км, значні втрати напруги, скарги споживачів).

У зв'язку з «Рішенням Павлоградської міської ради Дніпропетровської області 36 сесії VII скликання» щодо відключення міста Павлоград від централізованого опалення та

переведення міста на електроопалення - завантаження мереж 0,4 кВ від ТП-35, ТП-23, ТП-3, ТП-9 не забезпечують пропуск навантаження надійного електропостачання споживачів при переведенні житлового будинку на електроопалення, особливо в осінньо-зимовий період.

Будівництво розвантажувальних ТП в м. Павлоград вирішить наступні проблеми:

- забезпечує надійне постачання електроенергії споживачам житлових будинків, які заплановані до переведення на електроопалення;
- безаварійність роботи, оскільки значно зменшується можливість коротких замикань на лінії;
- знижує експлуатаційні витрати;
- забезпечує безпеку, як для обслуговуючого персоналу, так і для сторонніх людей і тварин.

Проектування та виконання робіт заплановано поетапно з 2021 по 2023 роки.

У м. Жовті Води Дніпропетровської області існує велика кількість споживачів електроенергії з заниженою напругою через значну протяжність фідерів 0,4 кВ (4-8 км і більше). Окремі райони міста (від ТП-26) не газифіковані і більшість споживачів отоплюється взимку електрообігрівачами, тому при максимальному навантаженні ТП втрати електроенергії зростають і якість електроенергії суттєво нижче норми. Заплановано також будівництво КТП для розвантаження та реконструкції ПЛ-0,4 кВ ТП-21 АВ-1 та ПЛ-0,4 кВ ТП-46 РБ-4, РБ-6 м. Жовті Води, будівництво КТП для розвантаження та реконструкції ПЛ-0,4 кВ ТП-199 АВ-1 та ТП-10 РБ-3 м. Жовті Води».

В м. Дніпро заплановано будівництво двох КТП 6/0,4 кВ для розвантаження переведенням навантаження. Влаштування розвантажувальних підстанцій забезпечить належну надійність електропостачання споживачів, збільшення пропускної спроможності електричних мереж, зниження нормативних втрат електроенергії в кабельних та повітряних лініях за рахунок зменшення їх довжини. Для забезпечення надійного та якісного розподілу електричної енергії споживачам м. Дніпро заплановано будівництво 6 кабельних ліній 6 кВ загальною протяжністю 15,93 км.

В енергетиці спецтехніка активно допомагає в роботі. Саме від її стану залежить швидкість і якість обслуговування електромереж, оперативність відновлення електропостачання у випадках знеструмлення лінії електропередач.

Компанія планує модернізацію автопарку ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» з метою покращення надання послуг з експлуатації електромереж. Вся запропонована підприємством до придбання техніка закуповується замість тої, що списується.

Підприємство на сьогодні має 105 одиниць колісної техніки, з них понад 75% - техніка 1974-2006 року виробництва. Загальна ціль – оновлення автопарку ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК». Технічні вимоги до колісної техніки, що плануються до придбання: надійність, безпечність, можливість перевезення робітників та вантажу, застосування при будівельно-монтажних і вантажно-розвантажувальних роботах. Розширення рамок можливостей, економія часу та ресурсів. Згідно Акту дефектів зафіксовано незадовільний стан автовишки ЗІЛ-130- МШТС-4М 1985р.в., держ. н. АЕ 73-19 АЕ, з пробігом 83 220 км/1050м/ч в Дніпровських РЕМ, яка має наскрізну корозію кабіни, двигун внутрішнього згорання не працює і не підлягає відновленню, установка автопідйомника має граничний знос, порушення геометрії, запасні частини відсутні, так як вишка давно знята з виробництва. Автовишка ЗІЛ-130- МШТС-4М знята з експлуатації. Необхідно придбати лабораторію для пошуку порушень, що скоюються за допомогою впливу частотних генераторів, та подібними частотними впливами. Оновлення рухомого складу автомобільного транспорту відбувається повільними темпами – із загальної кількості транспортних засобів майже 75 % рухомого складу є технічно та морально застарілими: більшість транспортних засобів за своєю конструкцією, класом комфортності, питомими витратами палива та екологічністю не відповідають сучасним вимогам. Ще працюють машини ГАЗ-52 кунг – 5 одиниць, ГАЗ-5312 ТВГ – 15 одиниць, які вже не виробляються понад 25 років, запасі частини на них вже придбати практично неможливо. Так на 2021 рік заплановано з метою виключення можливих аварій, проведення технічного обслуговування повітряних ліній, виконання ремонтних робіт оперативно-виїзна бригада (ОВБ) Автогідропідйомач

Модель Comet 19 на базі Iveco Daily або аналог, БКУ-2МК-Т на базі трактора ХТА – 200, Легковий автомобіль Renault Logan MCV-2 одиниці

Обладнання, що не вимагає монтажу:

1. На даний час компанією при експлуатації повітряних ліній 150-35 кВ проводяться їх верхові огляди та піші обходи. Верхові огляди ліній виконуються при їх відключенні та потребують використання спеціальної техніки для підйому персоналу, а відключення деяких ліній навіть призводить до перерв в електропостачанні споживачів. Піші обходи займають багато часу через велику протяжність та не завжди дають можливість реально оцінити стан самої лінії, а саме виявити дефекти опор, проводів та арматури. Процес обстеження ділянок ЛЕП, що пролягають в болотистій місцевості, через яри, лісосмуги і водні перешкоди, значно ускладнюється. Отже, одним з основних рішень питання моніторингу повітряних ліній 150-35 кВ є застосування безпілотних літальних апаратів (БПЛА), які скорочують час обстеження від тижня до декількох годин. В середньому, витрати на моніторинг повітряних ліній з застосуванням квадрокоптера обходяться в 6 разів дешевше, ніж наземні методи огляду.

БПЛА вирішує відразу кілька завдань:

- оперативно видає інформацію;
- має доступ до будь-яких місць при будь-яких обставинах (надзвичайні ситуації, погіршення погоди, відсутність доступу);
- забезпечує об'єктивність: допомагає проаналізувати ситуацію на основі точних даних, а не суб'єктивної думки фахівця;
- економічна вигода: використання квадрокоптера обходиться дешевше верхових та піших методів обстеження.

Безпілотні літальні апарати дозволяють виявити, практично, всі можливі дефекти, а саме:

1. Дефекти на трасі:

- присутність небезпечних для експлуатації повітряних ЛЕП чагарників і дерев;
- дерева, які впали на дроти та опори;
- наявність будівель та інших об'єктів в охоронній зоні;
- небезпечні позаштатні явища: зміна ландшафту, просідання ґрунту, заболочування та ін.

2. Дефекти опор:

- падіння, пошкодження опор;
- порушення цілісності конструкції металевих опор;
- деформація і руйнування поверхневого шару залізобетонних опор;
- відхилення опор від вертикалі;
- деформація, розворот траверсів на залізобетонних опорах;
- відсутність натягу внутрішніх стяжок і тросових розтяжок.

3. Дефекти проводів та арматури:

- обрив проводів;
- руйнування та втрата елементів скляних і фарфорових ізоляторів;
- відсутність гасителів вібрації;
- зміщення віброгасників уздовж проводів щодо проектного положення;
- відсутність і неправильне розташування з'єднувачів проводів;
- злами, відриви променів дистанційних розпірок між проводами розщепленої фази.

БПЛА дозволить провести повне обстеження будь-якого важкодоступного об'єкту і при цьому не піддавати ризику життя і здоров'я персоналу, а завдяки камері можливо розглянути найдрібніші деталі на кріпленнях і конструкціях, а завдяки тепловізору - нагрів контактних з'єднань та струмоведучих частин.

Отже, виходячи з вище викладеного ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» для огляду повітряних ліній 150-35 кВ планує придбати квадрокоптер DJI Mavic 2 Enterprise Dual з іноваційним пультом DJI Smart Controller.

DJI Mavic 2 Enterprise Dual - це портативний промисловий безпілотник, оснащений подвійною камерою, а точніше, цілою знімальною системою, в якій об'єднані дві камери: тепловізійна і візуальна. Камера дозволяє вимірювати температуру, зберігати зображення та температурні дані для проведення подальшого аналізу та вирішення поставлених завдань.

Особливості DJI Mavic 2 Enterprise Dual:

- обладнаний потужною подвійною камерою (візуальною і тепловізійною);
- оснащення дозволяє створювати оптичні та теплові кадри;
- гнучкі налаштування різних параметрів зйомки;
- кілька режимів роботи дисплея, включаючи інфрачервоний і оптичний.

Системи, якими оснащений новий дрон від DJI, дозволяють пілотові отримувати максимально повну інформацію в реальному часі, оперативно реагувати на зміну ситуації в повітрі і на землі.

- FLIR MSX поєднує оптичні і теплові знімки.
- Spot Meter відповідає за зміну і контроль температури.
- Area Measurement контролює зміну температури на зазначених ділянках поверхні.

Режим Isotherm – це вкрай корисна функція, що дозволяє створити унікальну кольорову палітру, за допомогою якої на дисплеї відображаються різні температурні діапазони. Isotherm розроблений для збільшення контрастності знімків, що полегшує виявлення невеликих об'єктів

2. Пристрій прогрузки автоматичних вимикачів УПА-1 або аналог. Портативні системи для навантаження первинним струмом автоматичних вимикачів, які використовуються в ланцюгах змінного струму промислової частоти. Призначений для перевірки працездатності і контролю ампер-секундних характеристик автоматичних вимикачів змінним струмом промислової частоти, з вимірюванням і реєстрацією величин струму і часу проходження через автоматичний вимикач.

3. Трасошукач C.A.T.4 +& Genny4, або аналог допоможе виявити кабелів малого діаметра, кабелі зв'язку і інші низьковольтні лінії в активному і пасивному режимах. Робота на двох частотах одночасно забезпечує пошук ліній різного призначення.

4. Кушоріз.

5. Генератор та тощо.

21. Заходи з удосконалення та розвитку IT-інфраструктури під сучасні потреби бізнесу.

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

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

9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку

Відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018, система управління технологічними процесами прийому, передачі та розподілу електроенергії (АСКТП) містить у своєму складі в якості інтегрованих і взаємопов'язаних автоматизовану підсистему диспетчерського керування (АСДК) і автоматизовану підсистему технічного обліку електроенергії (АСТОЕ) та призначена для комплексного вирішення питань автоматизації процесів диспетчерського керування та отримання інформації, а саме:

– автоматизоване оперативно-диспетчерське керування технологічними процесами розподілу і передачі споживачам електричної енергії в мережах ПрАТ «ПЕЕМ»ЦЕК»;

– автоматизований технічний облік перегікань електроенергії між ПрАТ «ПЕЕМ»ЦЕК» і суміжними суб'єктами Енергоринку України;

– автоматизований технічний облік відпуску електроенергії споживачам електроенергії, що живляться по прямим фідерах від центральних розподільчих пунктів ПрАТ «ПЕЕМ»ЦЕК»;

– автоматизований технічний облік прийому, розподілу і передачі електроенергії по розподільчих пунктах ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК», її споживання на власні потреби, оцінка втрат в технологічному устаткуванні і мережах;

– автоматизоване ведення технологічних процесів на розподільчих пунктах ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК», автоматизоване відображення і реєстрація спрацьовування пристроїв релейного захисту і автоматики;

– при необхідності, отримання вище вказаної інформації в ретроспективі.

Станом на 2018 рік було виконано проектування АСДТК на таких об'єктах:

- Диспетчерська ОДГ ДнРЕМ, м. Дніпро, вул. Б. Кротова 44
- ЦРП-1 – м. Дніпро, вул. Павла Чубинського 2д (вул. Соціалістична)
- ЦРП-2 – м. Дніпро, вул. Янгеля, 7д
- ЦРП-3 – м. Дніпро, вул. Янгеля, 38
- ЦРП-4 – м. Дніпро, Запорізьке шосе, 4т
- ЦРП-5 – м. Дніпро, проспект Богдана Хмельницького 122а (вул. Г. Сталінграду)

Компанією виконано впровадження АСКТП на ЦРП-3 вул. Янгеля, 38 та на ЦРП-1 вул. Павла Чубинського 2д, обладнано Диспетчерську ОДГ ДнРЕМ (м. Дніпро, вул. Б. Кротова 44) в м. Дніпро.

Станом на теперішній час виконано роботи по впровадженню АСКТП на нижченаведених об'єктах по існуючим проектам:

- Диспетчерська ОДГ ДнРЕМ;
- ЦРП-3 м. Дніпропетровськ, вул. Янгеля, 38 (9 точок).
- ЦРП-1 м. Дніпро, вул. Павла Чубинського 2д (вул. Соціалістична) (18 точок).

Телемеханізація по підстанціям 35-150 кВ запланована на наступні роки: проектування з подальшим виконанням робіт.

Кількість приєднань по ЦРП і класах напруги наведено в таблиці 12.1.

Таблиця 12.1.

№	Найменування	Кількість	Тип вимикача	Блок	Клас
1	ЦРП-1	19	ВБК-1-10-20/630 УЗ	УЗА-АТ	6кВ
2	ЦРП-2	22	ВБК-1-10-20/630 УЗ	УЗА-АТ	6кВ
3	ЦРП-3	9	ВВ/TEL-10-20/630 У2-У3	УЗА-АТ	6кВ
4	ЦРП-4	16	ВВ/TEL-10-20/630 У2-У3	УЗА-АТ	6кВ
5	ЦРП-5	20	ВКЕ-10/630		10кВ
Всього		86			

Канали зв'язку між ОДГ та енергооб'єктами відсутні.

Розвиток телемеханізації на період 2021-2025 рр. за сценарієм 1 розроблений з урахуванням телемеханізації тих об'єктів, де виконано проектну документацію. Нові об'єкти телемеханізації згідно концепції розвитку телемеханіки на підприємстві вибрано за причини максимальної завантаженості на данні підстанції.

Таблиця 14.1

Телемеханізація підстанцій (сценарій 1)

Назва заходу	Рік	Кількість введів, що планується телемеханізувати, усього, шт	Вартість впровадження (тис. грн.)
Телемеханізація ЦРП-2 м. Дніпро	2021	24	1753,4
Проектування ПС-150/35/10 кВ «Силова»	2022	13	40
Телемеханізація ЦРП-5 м. Дніпро	2022	20	1700
Проектування ПС-35/6 кВ «Стрічка»	2022	13	40
Створення диспетчерського пункту керування ОДС	2023		2000
Проектування ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	2023	13	40
Телемеханізація ЦРП-4 м. Дніпро	2024	12	1 000

Проектування ПС-35/6 кВ №5 м.Жовті Води	2024	13	40
Телемеханізація ПС-150/35/10 кВ «Силова»	2025	13	2060
Проектування ПС-154/10/6 кВ «Трубна»	2025	13	40

Таблиця 14.1.1

Кількість об'єктів по телемеханізації по роках

Назва об'єкта	До 2020	2021	2022	2023	2024	2025
ПС-150 кВ						1
ПС-35 кВ						
ТП-6(10) кВ						
ЦРП (РП)-6(10) кВ	2	1	1		1	
Диспетчерський пункт	1			1		

Додатково за сценарієм 2 в таблиці 14.2

Таблиця 14.2

Назва заходу	Рік	Кількість введів, що планується телемеханізувати, усього, шт	Вартість впровадження (тис. грн.)
Телемеханізація ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1»	2023	13	1050
Телемеханізація ПС-154/6 кВ «Трубна»	2023	13	1050
Телемеханізація ПС-35/6 кВ №5 м.Жовті Води	2024	13	1050
Телемеханізація ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	2024	13	1050
Проектування ПС-29 35/6 кВ	2024	13	40
Телемеханізація ПС-35/6 кВ «Стрічка»	2025	13	1050
Телемеханізація ПС-29 35/6 кВ	2025	13	1050

Таблиця 14.2.1

Кількість об'єктів по телемеханізації по роках

Назва об'єкта	До 2020	2021	2022	2023	2024	2025
ПС-150 кВ				2	1	1
ПС-35 кВ					1	2
ТП-6(10) кВ						
ЦРП (РП)-6(10) кВ	2	1	1		1	
Диспетчерський пункт	1			1		

Метою створення і впровадження АСКТП розподільних пунктів ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» є:

– Підвищення якості управління технологічним процесом прийому, передачі і розподілу електроенергії по розподільних пунктах ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» і споживачах за рахунок своєчасного надання достовірної інформації із заданою точністю і в об'ємах, достатніх для аналізу стану енергооб'єктів, режимів роботи енергетичного устаткування, підвищення інформаційної забезпеченості експлуатаційного персоналу, формування ефективних дій, що управляють персоналом, організації автоматизованого контролю за ефективністю організаційно-технічних заходів, що проводяться експлуатаційним персоналом.

– Зниження втрат електроенергії за рахунок підвищення точності, достовірності і одночасності отримання вимірювальної інформації, оптимізації режимів роботи енергетичного устаткування, зниження впливу людського чинника.

– Зниження собівартості транспортування і розподілу електроенергії за рахунок зменшення комерційних, технічних втрат і експлуатаційних витрат.

– Підвищення надійності енергопостачання споживачів, зменшення недовідпуску електроенергії за рахунок підвищення оперативності локалізації і усунення аварійних ситуацій, своєчасної діагностики стану устаткування і, відповідно, мінімізація фінансових втрат.

– Зниження собівартості транспортування і розподілу електроенергії за рахунок

зменшення комерційних, технологічних втрат і експлуатаційних витрат.

– Зменшення випадків розкрадання устаткування і мереж за рахунок оперативного виявлення експлуатаційним персоналом інформації про спрацьовування систем охоронної сигналізації.

В зв'язку з зростанням кількості smart лічильників і навантаженням на систему АСКОЕ заплановано розширення серверного обладнання для обслуговування мережі. Обладнання для обслуговування мережі АСКОЕ купується 2021-2024 роки. В 2023 р. запланована заміна та оновлення обладнання телемеханізації ОДГ Дніпропетровських РЕМ.

3 метою вдосконалення існуючої інфраструктури інформаційно-програмного забезпечення в центральному офісі компанії та на віддалених об'єктах необхідна модернізація застарілих засобів передачі інформації, а також закупівля нового обладнання, оновити серверне обладнання (90% серверів підприємства старіше 7 років).

В зв'язку з отриманням ліцензії оператору розподілу та створенням сервісного центру, для забезпечення робочих місць для нових співробітників, для перевірки, налаштування засобів обліку (лічильники, системи АСКОЕ), для виїзних бригад служби засобів обліку електроенергії заплановано придбати комп'ютерну техніку, яка відповідає сучасним вимогам при роботі з програмними продуктами та планується подальший розвиток IP-телефонії, яка дозволить заощаджувати кошти на витрати міжміського зв'язку. Для надання якісної інформації споживачам про отримані послуги та зростанням інформаційних ресурсів, що потрібні для обміну з клієнтами підприємства (особисті кабінети, сайти, viber-telegram боти, поштові сервіси) необхідно оновити серверне обладнання. 90% серверів підприємства старіше 7 років.

Головна мета заходів з оновлення мережевого обладнання є не економічний розрахунок (хоча нове обладнання економічніше використовує електроенергію), а зменшення соціальної напруги за рахунок більш стабільної роботи інформаційних систем, що призведе до задоволення клієнтів компанії (населення). А це, в свою чергу, зменшить скарги та дзвінки на кол-центр, органи державної влади та підрозділи підприємства. Також мережеве обладнання дозволить відповідати вимогам постанови № 518 від 19 червня 2019 р. «ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ до кіберзахисту об'єктів критичної інфраструктури».

Оновлення серверного обладнання потрібно в зв'язку з зростанням інформаційних ресурсів, та навантаження на них. За допомогою інформаційних ресурсів клієнти підприємства передають покази лічильників, надсилають скарги та пропозиції, отримують рахунки та необхідну інформацію в сфері енергетики. Інформація, що надає підприємство зменшує соціальну напругу у суспільстві, робить роботу підприємства більш прозорою та зрозумілою для клієнтів та держави.

Таблиця 14.3

Модернізація існуючих та закупівля нових засобів комп'ютеризації та систем зв'язку і телекомунікацій

Назва обладнання	Кількість (шт.)	Рік закупівлі	Місце встановлення	Вартість (тис. грн. без ПДВ)
Блок ПК	9	2021	м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28	176
Монітор 24	14	2021	м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28	84
МФУ А4 Лазерний	4	2021	м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28, Дніпропетровські РЕМ, Жовтоводські РЕМ	42
МФУ А4 Лазерний color	1	2021	м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28, Дніпропетровські РЕМ, Жовтоводські РЕМ	20
МФУ А3 Лазерний	2	2021	м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28,	60

			Дніпропетровські РЕМ, Жовтоводські РЕМ	
Ноутбук	3	2021	м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28	90
Розробка та впровадження модулю електронна черга ПК «Колл-центр «ПрАТ «ПЕЕМ ЦЕК»	1	2021	В усіх підрозділах підприємства	150
Блок ПК + Монітор	8	2022	м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28	160
МФУ А3 Лазерний	4	2022	м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28, Вільногірські РЕМ, дільниця Інгулецька КрРЕМ , дільниця Гвардійська ПвРЕМ	80
МФУ А4 Лазерний	4	2022	м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28, Вільногірські РЕМ, дільниця Інгулецька КрРЕМ , дільниця Гвардійська ПвРЕМ	42
Сервер	1	2022	м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28 (обладнання АСКОВЕ)	204
Впровадження програми автоматизації кадрового обліку	1	2022	В усіх підрозділах підприємства	250
ПЗ Fortinet FortiGate	1	2022	В усіх підрозділах підприємства	316,42
ІР телефон	16	2022	Дніпропетровські РЕМ, Павлоградські РЕМ, Криворізькі РЕМ, Жовтоводські РЕМ, Вільногірські РЕМ	64
Блок ПК + Монітор	15	2023	м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28	300
Монітор 24	14	2023	м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28	84
МФУ А4 Лазерний	8	2023	м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28, Дніпропетровські РЕМ, Жовтоводські РЕМ	84
МФУ А0	1	2023	В усіх підрозділах підприємства	105
ПЗ VMware vSphere 7 Enterprise Plus	1	2023	В усіх підрозділах підприємства	140
ПЗ Fortinet FortiGate	1	2023	В усіх підрозділах підприємства	316,42
ІР телефон	12	2023	Дніпропетровські РЕМ, Павлоградські РЕМ, Криворізькі РЕМ, Жовтоводські РЕМ, Вільногірські РЕМ	49,37
Блок ПК + Монітор	15	2024	м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28	300
ПК (Ноутбук)	5	2024	Дніпропетровські РЕМ, Павлоградські РЕМ, Криворізькі РЕМ, Жовтоводські РЕМ, Вільногірські РЕМ	100
МФУ А3 Лазерний	4	2024	м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28, Вільногірські РЕМ, дільниця Інгулецька КрРЕМ , дільниця	80

			Гвардійська ПвРЕМ	
МФУ А4 Лазерний	5	2024	Павлоградські РЕМ, Криворізькі РЕМ, Жовтоводські РЕМ, Вільногірські РЕМ	60
МФУ А3 Струйний + СНПЧ	1	2024	м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28, Електротехнічна лабораторія	15
Сервер	1	2024	м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28 (обладнання АСДТК)	250
ПЗ VMware vSphere 7 Enterprise Plus	1	2024	В усіх підрозділах підприємства	150
ПЗ для тестування і навчання персоналу	1	2024	В усіх підрозділах підприємства	250
ПЗ Fortinet FortiGate	1	2024	В усіх підрозділах підприємства	316,42
Побудова захищеного периметру стійкого до кібер атак для технологічної мережі АСДТК АСКОВЕ	1	2024	В усіх підрозділах підприємства	824,39
Маршрутизатори	8	2024	Підстанції ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»	64
ІР телефон	16	2024	м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28	64
ІР АТС	1	2024	м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28	120
Блок ПК + Монітор	20	2025	м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28	387,83
Монітор 24	14	2025	м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28	84
ПК (Ноутбук)	8	2025	СКЗО	120
МФУ А4 Лазерний	4	2025	м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28, Вільногірські РЕМ, дільниця Інгулецька КрРЕМ, дільниця Гвардійська ПвРЕМ	50
МФУ А3 Лазерний	4	2025	м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28, Дніпропетровські РЕМ, Жовтоводські РЕМ	120
Комутатор 48 портовий	3	2025	м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28 (підвищення локальної мережі до 1 гігабіту)	105
Сервер	1	2025	м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28 (обладнання Білінгу)	250
ПЗ VMware vSphere 7 Enterprise Plus	1	2025	В усіх підрозділах підприємства	140
ПЗ Fortinet FortiGate	1	2025	В усіх підрозділах підприємства	316,42
ІР телефон	32	2025	м. Дніпро, вул. Дмитра Кедріна, 28	128
VoIP-GSM шлюз	1	2025	Жовтоводські РЕМ	25

В 2020 році впроваджена остання фаза SAP ERP, планується впровадження модулів SAP на 2021-2025 роки (за сценарієм 2)

Таблиця 14.4

Програмне забезпечення (за сценарієм 2)

Рік	Назва модулів	Вартість впровадження SAP, тис.грн
2021	Впровадження SAP IS-U (Впровадження білінгу)	2161
2022	Впровадження SAP IS-U (Впровадження білінгу)	1000
2023	Впровадження SAP SD (Впровадження модулю послуг)	2339
2024	Впровадження SAP модуль Планування	500
2025	Впровадження SAP модуль Зарплата	1000
Загалом за 2021-2025 р.		7000

22.Додаткові роботи з будівництва, технічного переоснащення, реконструкції (за сценарієм 2):

1. Будівництво ПС «Пролісок» 150/6 кВ (за сценарієм 2)

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

- 1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;
- 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);
- 5)розробка планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об'єктів, збільшення їх потужності тощо);
- 9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.
- 10)підвищення енергоефективності роботи розподільних електромереж шляхом їх реконфігурації, автоматизації та підвищення рівня середньої напруги.

ПС «Пролісок» 150/6 кВ (ПС «Красногвардійська») розташована в місті Дніпро по вул.Уральська, 17п в зоні дії електричних мереж напругою 150-330 кВ та розподільчої мережі 6 кВ. Компанія, на підставі Акту приймання-передачі №15 за договором № 05/03-011.2/45/авід 05.05.2003 р. придбала у власність будівлю Красногвардійської підстанції, розташовану за адресою м. Дніпро, вул. Уральська, 17п без обладнання. Обладнання було демонтовано заздалегідь попереднім власником.

Розпорядженням по компанії від 14.07.2016 за № 51 на виконання Закону України від 09.04.2015 № 317-VIII «Про засудження комуністичного та націонал-соціалістичного (нацистського) тоталітарних режимів в Україні та заборону пропагандської їхньої символіки» ПС «Красногвардійська» була переіменована на ПС «Пролісок».

На даний час значна частина електричних мереж 6 кВ (більше 150 км КЛ-6 кВ, до 300 км КЛ-0,4 кВ) м. Дніпро заживлена мережами ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» від підстанцій Користувача ДП «ВОПМЗ ім.О. М. Макарова» (ТЕЦ «ПМЗ» ПС№2 Ф-10А, Ф-18Б; КП-28 ком. №1, №3, №14, №15), яке має значну заборгованість за спожиту електричну енергію перед АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ».

Енергопостачальною організацією періодично застосовуються до боржника відповідні заходи впливу, в тому числі обмеження та відключення з центрів живлення. Враховуючи не дотримання в повній мірі вимог діючого законодавства в електроенергетиці як з боку

енергопостачальної організації, так і з боку основного споживача, неодноразово під час впровадження вищезазначених заходів знижувалась надійність електропостачання чи відбувались незаконне відключення споживачів електричної енергії м. Дніпро.

В разі відключення мереж 6 кВ (при технологічному порушенні) від підстанцій заводу «ПМЗ» виникають проблеми по терміновій ліквідації цього порушення, так як кабельні мережі заходять на територію заводу «ПМЗ».

ПАТ «Проектно-технологічним інститутом «КИЇВОРГБУД» в 2016 році розроблено проєкт «Реконструкція трансформаторної підстанції 150/6кВ «Пролісок» з ЛЕП 150 кВ» №02/1486.

Проектом планується:

- підстанція закритого типу – чотириповерхова будівля;
- в якості розподільного пристрою 150 кВ прийнятий КРПЕ-15 з двома елегазовими вимикачами на 172 кВ;
- схема ЗРУ-150 кВ «блок лінія – трансформатор» з неавтоматичною ремонтною перемичкою з боку лінії, елегазовими вимикачами в колах трансформаторів.
- планується встановлення 2-х силових трансформаторів одиночною потужністю 40 МВА;
- спорудження ЛЕП-150 кВ у дволанцюговому виконанні «Дніпровська – Пролісок» довжиною 9,5 км.

На зауваження Держенергонагляду (ДОВІДКА №01/10-05-Д-5 від 26.04.2019 «Щодо проведення моніторингу з питань розгляду внесення відповідних заходів до «Плану розвитку системи розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» на періоди 2021-2025 роки» (за сценарієм 2) та у відповідності останнього вимогам діючих нормативних документів) планується зміна вищезазначеного проєкту на «будівництво» та коригування проєкту щодо переобладнання на підстанції на напругу 150/6(20) кВ.

Будівництво ПС «Пролісок» в південному районі м. Дніпро забезпечить незалежне джерело живлення та дозволить поступово перевести існуючу морально застарілу розподільну мережу 6 кВ на клас напруги 20 кВ.

Потужність силових трансформаторів буде актуалізована та підтверджена розрахунком в залежності від зміни навантаження за поточні 2021-2024 роки під час коригування проєкту будівництва підстанції.

Орієнтовний термін виконання робіт – з 2025 року.

2. Технічне переоснащення ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО» (за сценарієм 2)

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

- 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;
- 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);
- 3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних витрат електроенергії;
- 4) інтеграцію до системи розподілу розподіленої генерації, у т. ч. виробників, що здійснюють виробництво електричної енергії з використанням альтернативних джерел енергії;
- 5) розробку планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об'єктів, збільшення їх потужності тощо);
- 6) зменшення впливу на навколишнє природне середовище.
- 9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії,

затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 311.

Підстанція розташована в м. Павлоград Дніпропетровської області. Знаходиться в експлуатації з 1970 року. На підстанції встановлено два силових трансформатори ТРДН-32000/150 1974 року виготовлення, від яких живиться закритий розподільний пристрій 6 кВ з 4-ма секціями шин.

Від підстанції заживлені промислові об'єкти міста, Павлоградський механічний завод, за даними якого на період 2021-2025 передбачається значне зростання навантаження.

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

На ВРУ-150 кВ встановлено ВД-КЗ 150 кВ, які не забезпечують надійне відключення споживачів при аварійних режимах мережі. На відокремлювачах 150 кВ виявлено розбалансування та руйнування елементів приводу відокремлювачів, дефекти опорних ізоляторів поворотних колонок фаз відокремлювачів. На короткозамикачах 150 кВ виявлені дефекти опорних ізоляторів. Пошкоджений кабель передачі вимикаючих імпульсів від сигналів ПРВВ на живлячу підстанцію.

На роз'єднувачах 150 кВ типу РНДЗ та РЛНД виявлено вигорання контактів, розбалансування та руйнування елементів приводу роз'єднувача, дефекти опорних ізоляторів поворотних колонок фаз роз'єднувача.

На фундаментах обладнання виявлено розтріскування бетону, корозію сталі закладної деталі, відколювання бетону з оголенням арматури.

Масляні вимикачі типу ВМПП-10 з вбудованими морально та фізично застарілими пружинними приводами, не обладнані дистанційним управлінням та не відповідають вимогам сучасних правил безпечної експлуатації обладнання. Захист приєднань 10 кВ, виконаний на електромагнітних реле прямої дії, на сьогодні морально та фізично застарів.

Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання, забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії планується технічне переоснащення ПС:

- організація обліку по стороні 150 кВ;
- заміна обладнання ВРУ-150, заміна порталів 150 кВ, ошинування,
- заміна ВД-КЗ 150 кВ на колонкові вимикачі елегазові з пружинним приводом, з двома соленоїдами відключення, які мають запас по номінальному струму та здатності до відключення не менше прогнозованого росту струмів КЗ на 10 річну перспективу типу GL або аналогічні;
- заміна роз'єднувачів на нові, всі металеві частини виконані з оцинкованої сталі, контактні поворотні виводи колонок полюсів основних контактів, які не потребують періодичного обслуговування;
- на приєднанні 150 кВ ТС встановити типу ІМВ-170 виробництва АВВ або аналогічні, ТН з литою ізоляцією, ТН виконання виробництва АВВ або аналогічні, підключення ТН-150 кВ виконати через роз'єднувачі, опорні, підвісні, прохідні ізолятори з полімерною ізоляцією,
- ОПН з полімерною ізоляцією виробництва АВВ або аналогічні;
- заміна обладнання ЗРУ-6 кВ, ретрофіт існуючих комірок з заміною МВ на вакуумні вимикачі, замінити ТВП, ШОТ, ЩПС;
- заміна силових трансформаторів 1Т, 2Т типу ТРДН-32000/150 У1, на підставі проведення експертизи стану трансформаторів;
- трансформатори оснастити автоматичним пристроєм РПН, пластинчастими радіаторами, контролем температури масла із застосування термометрів з віддаленою індикацією типу АКМ ОТИ/WTI виробництва Qualitrol або аналогічними, які не потребують періодичної перевірки, плівковим захистом трансформаторного масла, запобіжним клапаном типу LPRD виробництва Qualitrol із сигналізацією спрацювання або аналогічними для захисту від підвищеного тиску в середині бака трансформатора, вводи 150 кВ з RIP ізоляцією;

- заміна всієї кабельно–провідникової продукції під нове обладнання;
 - релейний захист 150 кВ виконати на базі мікропроцесорних блоків захисту виробництва ABB або аналогічні, захист 6 кВ на базі мікропроцесорних блоків захисту виробництва Schneider Electric або аналогічні, замінити панель управління Т-1, Т-2, Т-61А, Т-61Б, Т-62А, Т-62Б, замінити панель ЦС, передбачити передачу вимикаючого імпульсу на ПС 330 кВ «Павлоградська»;
 - виконати пожежну та охоронну сигналізацію підстанції, встановити пости відеоспостереження, систему охоронної та пожежної сигналізації будувати на базі відповідних датчиків, контрольованих пунктів збирання інформації для її подальшого оброблення та передавання;
 - виконати заміну прожекторів на ВРУ, ланцюгів зовнішнього освітлення від ЩВП до прожекторів, заміну проводки у приміщенні ЗРУ. Виконати заміну ліхтарів зовнішнього та внутрішнього освітлення ЗРУ, ланцюгів зовнішнього освітлення від ЩВП до ліхтарів. Використовувати світлодіодні LED ліхтарі та прожектори типу ART або аналогічні. Встановити нові ЩО (автомати Eaton або аналогічні);
 - телемеханіка, телеуправління.Цев свою чергу дозволяє збирати, передавати інформацію про функціонування об'єктів електричної мережі, а також передавати команди диспетчерського управління.
- Тобто в результаті компанія забезпечить суттєве підвищення надійності та якісне електропостачання споживачів міста відповідно до категорійності їх струмоприймачів.
- Орієнтовний термін виконання проектно-кошторисної документації – 2022 р., виконання робіт – 2024-2025 р.

3.Технічне переоснащення ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ»(за сценарієм 2)

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

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

Підстанція розташована в м. Павлоград Дніпропетровської області. Знаходиться в експлуатації з 1985 року. На підстанції встановлено два силових трансформатори ТРДН-32000/150, від яких живиться закритий розподільний пристрій 6 кВ з 2-ма секціями шин.

Від підстанції заживлені промислові об'єкти міста, Павлоградський механічний завод, за даними якого на період 2021-2025 передбачається значне зростання навантаження.

Актом технічного опосвідчення обладнання ПС «ПМЗ» від 22.05.2017 виявлено:

1. Технічний стан ВРУ-150 кВ.

1.1 На всіх роз'єднувачах 150 кВ спостерігається зношення елементів механічної механічної колонок і втрата пружинних властивостей контактів роз'єднувачів, що призводять до появи ненормативних люфтів і виникненню нагрівання контактної частини, що було виявлено на кріпленнях ламелей по приєднанням 4Т і перемичці 150 кВ.

1.2 Механічне зношення контактів ключів сигнальної автоматики (КСА) механізмів включення і відключення приводів роз'єднувачів 150кВ.

1.3 Корозійне пошкодження тяги приводів в місці їх приєднання до поворотних колонок, і верхніх поворотних механізмів роз'єднувачів 150 кВ, що призводить до утворення люфтів в роботі приводу і неповне входження контактів роз'єднувача.

1.4 Спостерігається порушення армувальних швів опорних ізоляторів з утворенням мікротріщин у верхній і нижній частині ізоляторів роз'єднувачів 220кВ, що може при проведенні перемикачів призвести до втрати ізолятора, руйнування обладнання, створення аварійної ситуації на ПС і нанесення травм обслуговуючому персоналу.

1.5 На металоконструкціях порталів 150 кВ, стійках під обладнанням, металевих поверхнях рам роз'єднувачів 150 кВ відбувається руйнування конструкцій через відсутність антикорозійного покриття.

1.6 На металевих смугах заземлення обладнання до контуру заземлення ПС відсутні антикорозійне покриття, корозійне пошкодження смуг заземлення становить 40%.

1.7 Корозійне пошкодження і розгерметизація ящиків приводів роз'єднувачів 150 кВ всіх приєднань, шаф вторинних ланцюгів РЗА становить 35%.

1.8 На роз'єднувачах ВРУ-150 кВ відсутнє електромагнітне блокування, призначене для попередження неправильних дій з робочими і заземлювальними ножами на відокремлювачах і роз'єднувачах.

1.9 Морально і фізично застаріла база РЗА (електромеханічні реле), яка призводить до проблем з їх експлуатацією в зв'язку зі зняттям з виробництва заводами-виробниками існуючої елементної бази систем РЗА.

1.10 Термін експлуатації встановленого електрообладнання ВРУ-150 кВ перевищує нормативний (25років).

№ п / п	Приєднання ВРУ-150 кВ	Дисп. Найм.	Тип обладнання	Рік вводу в експлуатацію
1.	Перемикач 150кВ	С-1-1	РНД- (3) 2-150 / 1000	1970
		С-1-2	РНД- (3) 2-150 / 1000	1970

2. Технічний стан ВРУ-6 кВ

2.1 Масляні вимикачі типу ВМПЕ-10 і ВМПЕ-6:

- Наявність на стяжних шпильках тріщин і вибоїн;
- Втрата пружності стопорних і пружинних шайб;
- Дефект пружин приводу, нерівномірний крок витка пружини (стиснення більше 10% по всій довжині);
- На зубчастих колесах приводу виявлені тріщини, викривлення і перекіс обода;
- На гумових прокладках виявлені тріщини, вироблення, розшарування;
- На штоках і розеткових контактів виявлені раковини, викривлення;
- 40% металоконструкцій пошкоджені корозією.

2.2. Перехідний опір МВ 6/10 кВ становить від 110 мкОм до 156 мкОм. Збільшення перехідного опору викличе додаткові втрати електричної енергії, особливо в режимах короткого замикання (КЗ), це призводить до пошкодження і руйнування вимикача. Збільшення зазорів в з'єднаннях приводного механізму тягне за собою збільшення періодичності виконання технічного обслуговування і регулювання приводів МВ-6кВ.

2.3 Корозійне пошкодження тяг приводу в місцях їх приєднання до поворотних механізмів роз'єднувачів 6 кВ, що призводить до утворення люфтів в роботі приводу і неповного входження контактів роз'єднувачів.

2.4. На металевих смугах заземлення обладнання до контуру заземлення ПС відсутнє антикорозійне покриття, пошкодження корозією смуг заземлення становить 25%.

2.5 У зв'язку з відсутністю запасних частин і неможливістю їх придбання, по причині зняття з виробництва заводами-виробниками масляних вимикачів 6 кВ, типу ВМПЕ, заміна зношених елементів на нові неможлива, а всі виявлені дефекти усуваються силами виробничого персоналу відповідних підрозділів підприємства.

З огляду на вищезазначене, погіршуються регульовальні характеристики, збільшується перехідний опір контактної частини і, як наслідок, зменшується періодичність виконання капітальних ремонтів МВ-6 кВ.

Виконання позачергових капітальних ремонтів несе за собою додаткові матеріальні і трудові витрати.

2.6. Морально і технічно застаріла база РЗА (електромеханічні реле), що призводить до проблем з їх експлуатацією в зв'язку зі зняттям з виробництва заводами-виробниками існуючої елементної бази систем РЗА.

3. На трансформаторі 4Т виявлені наступні дефекти:

- Протікання масла з РПН;
- Протікання масла зі вбудованих ТТ 150 кВ;
- Незадовільний стан ГТВ під кришкою бака трансформатора;
- Незадовільний стан дискових затворів радіатора, розширювального бака;
- Незадовільний стан вторинних ланцюгів;
- Протікання масла по гумовим ущільнювачам газового реле;
- Протікання масла з радіатора №1 (мікротріщина системи охолодження);
- Незадовільний стан дискових затворів радіаторів;
- Корпус трансформатора і радіатори замаслені і пошкоджені корозією;
- Незадовільний стан силікагелю в термосифонних фільтрах.

4. Відповідність експлуатації нормативним документам

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

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

4.3 Порушення п. ГКД 34.20.507-2003.

5. Після проведення технічного аналізу стану обладнання ПС комісія дійшла висновку:

5.1. Обладнання ПС «ПМЗ» вичерпало свій експлуатаційний ресурс;

5.2. Знижена надійність електропостачання споживачів;

5.3 Проведення поточних та капітальних ремонтів потребує значних капіталовкладень;

5.4 Зношеність основних рухомих вузлів приводних механізмів основного комутаційного обладнання.

Планом розвитку заплановано розробка проєкту в 2024 році технічного переоснащення підстанції з заміною обладнання 150-6 кВ, з заміною силового трансформатора 4Т для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання підстанції, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування, підвищення надійної та безаварійної роботи електричних мереж та забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії, а саме:

- організація обліку по стороні 150 кВ;
- заміна обладнання ВРУ-150 кВ з заміною порталів та ошинування, з заміною силового трансформатора 4Т типу ТРДН-32000/150 У1, масло приймача, трансформатор оснастити автоматичним пристроєм РПН, пластинчатыми радіаторами, контролем температури масла із застосування термометрів з віддаленою індикацією типу АКМ ОТІ/WTІ виробництва Qualitrol або аналогічними, які не потребують періодичної перевірки, плівковим захистом трансформаторного масла, запобіжним клапаном типу LPRD виробництва Qualitrol із сигналізацією спрацювання або аналогічними для захисту від підвищеного тиску в середині бака трансформатора, вводи 150 кВ з RIP ізоляцією;
- заміна обладнання ЗРУ-10/6 кВ, ретрофіт існуючих комірок ЗРУ 10/6 кВ (6, 8, 10 сек.);
- заміна всієї кабельно-провідникової продукції під нове обладнання;
- релейний захист 150 кВ виконати на базі мікропроцесорних блоків захисту виробництва ABB або аналогічні, захист 6 кВ на базі мікропроцесорних блоків захисту

виробництва SchneiderElectric або аналогічні, замінити панель управління Т-4, Т-14, Т-64А, Т-64Б;

– телемеханіка, телеуправління, в результаті чого компанія забезпечить суттєве підвищення надійності та якісне електропостачання споживачів міста відповідно до категорійності їх струмоприймачів.

Орієнтовний термін виконання проектно-кошторисної документації – 2023 р., виконання робіт – 2024 р.

4. Технічне переоснащення ПС 35/6 кВ «Рахманово»

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

- 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;
- 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);
- 5) розробку планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об'єктів, збільшення їх потужності тощо)
- 9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

ПС 35/6 кВ «Рахманово» розташована в с. Руднічне Дніпропетровської області. Підстанція введена в експлуатацію в 1959 році, живиться по двоколовій ПЛ-35 кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори по 4 МВА, від яких живиться закритий розподільний пристрій 6 кВ із двома секціями шин (ком. КСО-203 – 24 шт.).

Споживачами від ПС 35/6 кВ «Рахманово» є КПТМ «Криворіжтепломережа» та КМЕМ АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ».

В 2014 році на підстанції виконано заміну двох силових трансформаторів 35/6 кВ. Решта комутаційного обладнання не модернізувалось. Внаслідок корозії, дії зовнішніх погодних факторів, руйнівних сил при відмовах масляних вимикачів металеві каркасні конструкції мають залишкову деформацію, щілини та внаслідок чого неможливо виключити попадання вологи у релеїні та високовольні відсіки комірок під час атмосферних опадів, створити необхідні умови та відповідний кліматичний режим роботи устаткування.

Масляні вимикачі типу ВМПП-10 з вбудованими морально та фізично застарілими пружинними приводами, не обладнані дистанційним управлінням та не відповідають вимогам сучасних правил безпечної експлуатації обладнання.

Механічний ресурс обладнання вичерпано. Відпрацьований ресурс приводу призводить до відмови у роботі циклу заведення пружини вмикання вимикача. Внаслідок цього відбувається неповне включення вимикача та зависання його струмопровідних контактів у проміжному стані.

Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання підстанції, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання, підвищення надійності енергопостачання споживачів, необхідно виконати технічне переоснащення ПС. Акт технічного стану ПС 35/6 кВ «Рахманово» від 20.04.2017.

На виконання вимог розділу V (Улаштування вузлів обліку та інших засобів комерційного обліку електричної енергії) Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затверджений Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 311 (в редакції Постанови НКРЕКП від 20.03.2020 № 716) в 2018 році ПАТ ПТІ «Київоргбуд» розроблено проект «Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ «Рахманово» в якому передбачається:

На стороні 35 кВ:

- заміна трансформаторів струму типу ТРО70.11 300/5/5/5 на ТРО.7 100/5/5/5/5 – 2 компл.;
- монтаж трансформаторів напруги типу ТЮ 7, 05/6Р – 2 компл.;
- монтаж роз'єднувачів типу DTS 40,5.1000А.IVУХЛ1 – 2 компл.;
- монтаж обмежувачів перенапруги типу ОСП2-41М-NFF – 2 компл.;
- організація обліку по стороні 35 кВ.

На стороні 6 кВ:

- заміна існуючих комірок КСО-2У на комірочки типу КУ 6СМ в КРПЗ – 6 кВ в кількості 20 шт.;
 - телемеханіка, телеуправління, охоронна та пожежна сигналізація.
- Орієнтовний термін виконання робіт – 2025 р. за сценарієм 2.

5. Реконструкція ПЛ-35 кВ Л-0-ЮЖ-31/Л-0-ЮЖ-32 (за сценарієм 2)

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

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

ПЛ-35 кВ двоколова, побудована в 1959 році, виконана проводом АС-70 протяжністю 4,8 км знаходиться у незадовільному стані із-за тривалого терміну експлуатації.

Фундаменти опор мають руйнацію бетону, оголення та корозію анкерних болтів.

Лінійна арматура спрацьована на 40-50%.

Дріт та грозозахисний трос мають фізичний знос, значну корозію сталеної проволоки, обриви витків дроту, металокопструкції опор вражені корозією, залізобетонні опори мають розшарування бетону з оголенням несучої арматури, що приводить до послаблення несучої спроможності.

За період експлуатації зменшено поперечний переріз розрахункових елементів металевих опор в результаті суцільної корозії більше ніж на 25% (на ділянках зіткнення з ґрунтом або бетоном більше ніж на 85%), опори пошкоджені корозією на 30% (на ділянках зіткнення із ґрунтом або бетоном на 85-95%).

Грозозахисний (блискавко-захисний) трос, провід, лінійна арматура через корозію понад 20% непридатне до подальшої експлуатації.

Ізолятори підвісні порцелянові (фарфорові) мають сколи та наявні радіальні тріщини, пошкодження порцеляни (більше ніж на 30% обсягу), оплавлення та стійке забруднення глазури, тріщини в шапках ізоляторів.

На фундаментах опор з тріщин та сколів виглядає арматура.

З метою підвищення надійності роботи електричних мереж 35 кВ заплановано реконструкцію ПЛ-35 кВ.

Орієнтовний термін виконання за сц.2: проектно-кошторисної документації – 2022 р., виконання робіт – 2024 р.

6. Реконструкція ПЛ-35 кВ Л-СА3 (за сценарієм 2)

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

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

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

ПЛ знаходиться у незадовільному стані із-за тривалого терміну експлуатації. Фундаменти опор мають руйнацію бетону, оголення та корозію анкерних болтів. Лінійна арматура спрацьована на 40-50%.

Вітрові кутники роз'їла корозія настільки, що підійматись по ним неможливо, роботи з експлуатації та ремонту можливо виконувати тільки з телескопічної вишки. Оголовники фундаментів опор мають тріщини, сколи, часткову або повну корозію анкерних болтів. Лінійна арматура спрацьована на 40 -50%. Провід має значні пошкодження (зношення алюмінієвої частини, корозію та численні пориви стальної частини), також багато дефектної фарфорової ізоляції.

З метою підвищення надійності роботи електричних мереж 35 кВ, безперебійного електропостачання споживачів заплановано реконструкцію ПЛ-35 кВ.

Орієнтовний термін виконання за сц.2: проектно-кошторисної документації – 2022 р., виконання робіт – 2024 р.

7. Будівництво ЛЕП 150 кВ до ПС 150/20 кВ м. Вільногірськ (за сценарієм 2)

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

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

Будівництво ЛЕП 150 кВ до ПС 150/20 кВ м. Вільногірськ планується для підключення нової підстанції 150/20 кВ «Вільногірська» від ПС 330 кВ «ВДГМК», забезпечить живлення мереж міста від незалежного джерела живлення.

Слід зазначити, що джерелом живлення мереж Вільногірських РЕМ є Вільногірський ГМК, який в черговий раз змінює власника. Попередній орендатор комбінату зупинив ТЕЦ, яка в теперішній час знаходиться в занедбаному стані, обладнання не ремонтується та розкрадається. Живлення електричних мереж здійснюється від ГРУ-6 кВ ТЕЦ, технічний стан якого визиває занепокоєння і в подальшому може призвести до тривалих аварійних відключень, особливо в зимовий час, що є не прийнятним з огляду на використання електричної енергії населенням для опалення квартир.

Враховуючи вищезазначене, для підвищення надійності та якості електропостачання споживачів м. Вільногірська (з можливим розширенням мережі на близькі села), ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» вважає за доцільне виконати переведення мереж напругою 6 кВ на напругу 20 кВ. Для цього необхідне джерело живлення, яке забезпечить надійне електропостачання споживачів.

Будівництво двотрансформаторної підстанції 150/20 кВ дозволить не тільки вирішити питання надійності постачання, а також створити резерв потужності для підключення нових споживачів та дасть можливість розвитку інфраструктури міста.

Орієнтовне місце розташування нової ПС-150/20 кВ вибрано з урахуванням можливості підключення безпосередньо до шин 150 кВ ПС 330 кВ ВДГМК ДП «НЕК «Укренерго», що дозволить збільшити надійність електропостачання.

Розташування підстанції 150/20 кВ «Вільногірська» планується на відстані 230 м від ПС 330 кВ «ВДГМК». Орієнтовно ЛЕП-150 кВ заплановано в дволанцюговому виконанні протяжністю по трасі 230 м проводом АС-240.

Остаточна технічна характеристика ЛЕП-150 кВ буде визначена проектом.

Орієнтовний термін виконання робіт – 2022 р.

8. Будівництво ЛЕП 150 кВ до ПС 150/6 кВ «Пролісок» (за сценарієм 2)

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

- 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;
- 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);
- 3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії.
- 5) розробку планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об'єктів, збільшення їх потужності тощо).

Будівництво ЛЕП 150 кВ до ПС 150/6 кВ «Пролісок» планується для підключення підстанції від ПС 330 кВ «Дніпровська», що забезпечить розвантажування значної частини міста Дніпро та надасть змогу виконати реконструкцію існуючої мережі 6 кВ переведенням на клас напруги 20 кВ.

На даний час мережі міста Дніпро компанії заживлені від підстанцій Південного машинобудівного заводу.

Будівництво ЛЕП 150 кВ від ПС 330 кВ «Дніпровська» забезпечить надійність та категорійність споживачів житлових кварталів Південного машинобудівного заводу, які заживлені мережами ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» від підстанцій Південного машинобудівного заводу.

Реконструкція ПС «Пролісок» 150/6 кВ дасть можливість значно підвищити надійність живлення обласного центру (за рахунок наявності незалежного джерела живлення); забезпечить можливість подальшого розвитку промисловості м. Дніпро.

ПС 150/6 кВ «Пролісок» знаходиться в центральній частині міста, тому трасу ЛЕП-150 кВ заплановано виконати по густонаселеній місцевості в дволанцюговому виконанні кабелем або комбінованою схемою електропостачання, згідно проекту.

Довжина дволанцюгової ЛЕП-150 кВ по трасі 7,842 км кабелем з ізоляцією із зшитого поліетилену перерізом згідно проекту.

Орієнтовний термін виконання робіт – 2024-2025рр.

9. Реконструкція ПЛ-150 кВ Л-0-10-А/Л-0-11-А (за сценарієм 2)

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

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

ПЛ-150 кВ побудована в 1969 році двоколова протяжністю 1,65 км, виконана проводом АС-185 в м. Дніпро. По лінії заживлені підстанції 150 кВ «КПО», «ПЛМ». Споживачами на стороні 35 кВ є ПАТ «Дніпрообленерго»: 3 ЛЕП-35 кВ, що живлять ПС «Сурська» і ПС «Аеропорт» м. Дніпропетровська, а також одна ЛЕП-35 кВ, що живить ПС «СЛГ». На стороні 6 кВ споживачами є 5 заводів, міськелектромережа, міськводоканал, ЖЕК і інші юридичні особи.

ПЛ знаходиться у незадовільному стані із-за тривалого терміну експлуатації. Фундаменти опор мають руйнацію бетону, оголення та корозію анкерних болтів. Лінійна арматура спрацьована на 40-50%. Поперечний розріз розрахункових елементів металевих опор в результаті суцільної корозії більше ніж на 25 %, контури заземлення пошкоджені корозією на 30%. Дріт та грозозахисний трос мають фізичний знос, значну корозію сталеної проволоки, обрив витків дроту.

Заплановано повну реконструкцію ПЛ-150 кВ в існуючому створі на нових фундаментах та на нових металевих опорах, провід АС-185, полімерну ізоляцію, полімерні ОПН. Металоконструкції опор повинні бути оброблені гарячим цинкуванням. Орієнтовний термін виконання робіт проектно-кошторисної документації – 2024 р. за сценарієм 2.

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

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

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

Переведення мереж 6 (10) кВ на рівень напруги 20 кВ дає змогу виконати основні вимоги до оператора системи розподілу:

- Приведення у відповідність незадовільний стан мереж та створити їх оптимальну конфігурацію.
- Підвищити якість електропостачання, безпеку та надійність, енергозбереження та енергоефективність.

Планом розвитку ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» передбачається підвищення енергоефективності роботи розподільних електромереж шляхом їх реконфігурації, автоматизації та підвищення рівня середньої напруги. Особливо слід відзначити енергоефективну спрямованість даних проєктів, що сприяє реалізації основних положень Енергетичної стратегії України щодо розвитку інфраструктури передачі електроенергії (перш за все за рахунок впровадження нових автоматизованих та інтелектуальних систем для забезпечення інтересів безпеки, економічності і ефективності в роботі нової мережі 20 кВ, що, в свою чергу, є базою для створювання в Україні «розумних енергосистем» – SmartGrid.

Основним пріоритетом у розвитку розподільної мережі 6–10 кВ є поступове переведення мережі на клас напруги 20 кВ з подальшим переходом від триступеневої системи передачі та розподілу електроенергії 110 (150) – 35 – 10 (6) кВ на двоступеневу 110 (150) – 20 кВ.

Розподільні мережі 10 (6) – 35 кВ компанії виконані переважно роз'єднаними радіальною і магістральною конфігурацією, які отримують живлення від одного або двох центрів живлення. В міських мережах ці мережі споруджені як замкнуті, але експлуатуються в

розімкненому режимі. Мережі низької напруги 0,4 – 10 (6) кВ сильно розгалужені та характеризуються великою сумарною довжиною. Здебільшого, вони мають великий знос обладнання, низький відсоток автоматизації, застарілий релейний захист і автоматику, великі втрати електроенергії, високий відсоток неперспективних класів напруги (6 і 35 кВ).

Існуюча конфігурація розподільних мереж не завжди задовольняє вимогам надійності електропостачання, в мережах низький рівень розвитку і інтеграції автоматизованих систем оперативно-технологічного управління та моніторингу. Усі перемикання схеми здійснюються вручну оперативним персоналом. Перераховані недоліки мережі 6 кВ знижують (погіршують) індекс середньої тривалості відключень (SAIDI) та індекс середньої частоти відключень у системі (SAIFI) – міжнародних показників надійності електропостачання споживачів. Відносно застаріле обладнання, примітивні схеми і таке ж конструктивне ввиконання робіт розподільчих мереж – це головні причини досить великих втрат електричної енергії, незадовільної надійності електропостачання, значних витрат на аварійно-відновлювальні роботи та на відшкодування збитків для споживачів від аварійного недовідпуску електроенергії, низького рівня безпеки експлуатації електричної мережі (у першу чергу для населення).

Електричні мережі, їх схеми та обладнання у сучасному стані концептуально не адаптовані до вимог, які стоять перед сферою енергозабезпечення. За таких умов система електропостачання не задовольняє вимогам до надійності, якості, а головне не приносить бажаних прибутків. За таких умов настає стан прийняття рішення щодо реконструкції і модернізації електричної системи розподілення.

Зменшення технологічних витрат електричної енергії (енергоефективність) вимірюється через скорочення теплових втрат в елементах мережі. Такі заходи, як то зменшення відстані між виробництвом і споживанням, призведуть до кращого графіка розподілення навантаження. До зменшення втрат призводять також підведення вищої напруги до центрів навантаження та використання сучасного ефективного обладнання в мережі. Енергоефективність сприяє покращенню соціально-економічного ефекту (добробуту) населення.

До переваг при переведенні електричних мереж на клас напруги 20 кВ можна віднести:

- збільшення пропускної спроможності мереж;
- зменшення втрат електроенергії в мережах;
- використання більш ефективного та економічного обладнання (ТП, РП) в габаритах старого;
- зменшення загальної довжини мереж 0,4 кВ та втрат в ній за рахунок використання щоглових КТП 20/0,4 кВ;
- створення резерву потужності для гарантованого надійного електропостачання споживачів;
- економія електроенергії (до 15-20%);
- зменшення струмів короткого замикання;
- покращення показників якості електропостачання SAIDI и SAIFI за рахунок підвищення надійності роботи електрообладнання, зменшення недоотпуску електричної енергії шляхом автоматизації мережі, що, в свою чергу приведе до зменшення витрат на ремонт та експлуатацію мереж.

Впровадження 20 кВ доцільно в містах з високою щільністю електричних навантажень, при проектуванні нових мереж і реконструкції існуючих, що дозволить дати поштовх розвитку міст, вирішить проблеми зростання навантажень і зниження надійності електропостачання споживачів.

23.1 Реконструкція електричних мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» зі зміною класу напруги 6 кВ на 20 кВ м. Вільногірськ (за сценарієм 2)

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

- визначенню доцільності переведення електричних мереж на напругу 20 кВ;
- виконано розрахунок ефективності інвестицій при переведенні електричних мереж з класу напруги 6 кВ на 20 кВ;
- визначено варіанти живлення електричних мереж м. Вільногірськ від мережі 150 кВ;
- визначено вартість і стадійність при реконструкції та новому будівництві об'єктів ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» при переведенні мережі на інший клас напруги;
- визначено черговість та етапність переведення мереж м. Вільногірськ на напругу 20 кВ;
- розроблена конфігурація схеми живлення існуючих споживачів Вільногірських РЕМ та виконано їх оптимізацію;
- визначена необхідність компенсації ємнісних струмів в мережі 20 кВ.

На підставі ТЕО виготовлено завдання на проектування та розроблено проектну документацію «Реконструкція електричних мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6 кВ на 20 кВ в м. Вільногірськ» в 2018 році.

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

Вільногірськ одне з перших міст в Дніпропетровській області, в якому відмовилися від централізованого опалення. Вільногірські РЕМ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» забезпечують електроенергією у м. Вільногірськ споживачів загальною кількістю 12272 особи. Житлова забудова м. Вільногірськ складається із будинків приватного сектору та поверхових будинків багатоквартирної забудови та частково садибною забудовою. Зростання електричних навантажень Вільногірських РЕМ призведе до технічного обмеження в мережах, а також створить проблеми забезпечення споживачів електроенергією в необхідній кількості та нормованої якості.

Необхідність будівництва ПС 150/20 кВ м. Вільногірськ визначається реконструкцією існуючої мережі 6-10 кВ з реконфігурацією мережі та переведенням на клас напруги 20 кВ.

Джерелом живлення мереж Вільногірських РЕМ є Вільногірський ГМК, який в черговий раз змінює власника. У 2013 році попередній орендатор комбінату зупинив ТЕЦ, яка забезпечувала місто централізованим опаленням та гарячою водою. ТЕЦ в теперішній час знаходиться в занедбаному стані, обладнання не ремонтується та розкрадається. Живлення електричних мереж здійснюється від ГРУ-6 кВ ТЕЦ, технічний стан якого викликає занепокоєння і в подальшому може призвести до тривалих аварійних відключень, особливо в зимовий час, що є не прийнятним з огляду на використання електричної енергії населенням для опалення квартир.

Внаслідок зупинки ТЕЦ, значна частина населення міста перейшла на індивідуальне електроопалення, що призвело до значного збільшення навантажень в розподільних мережах з 3 МВт до 10 МВт в зимовий період 2019/2020 рр. та підвищення аварійності, збільшення часу перерв в електропостачанні споживачів. Зростання електричних навантажень Вільногірських РЕМ призведе до технічного обмеження в мережах, а також створить проблеми забезпечення споживачів електроенергією в необхідній кількості та нормованої якості.

Після переходу населення на електроопалення щільність навантаження склала 0,6 МВт/км².

Треба зауважити, що зі схожими проблемами також стикаються і інші міста області. Вільногірські РЕМ на сьогоднішній день обслуговують;

- повітряні лінії 0,4 кВ довжиною 39,42 км;
- кабельні лінії 0,4 кВ 12,53 км;
- кабельні лінії 6 кВ загальною довжиною 27,26 км;
- середня довжина фідерів 0,4 кВ -1,01 км, максимальна – 4,219 км;
- середня довжина фідерів 6 кВ -0,63 км, максимальна – 1,4 км;
- трансформаторні підстанції і розподільчі пункти напругою 6/0,4 кВ загальною кількістю 30 шт.;
- завантаження електричних мереж та ПС, ТП – 70%;
- пропускна спроможність мереж за розрахунками – 14,7 МВт.

Технічний стан ПЛ 0,4 кВ незадовільний, що обумовлено значним терміном експлуатації – 58,5% потребують капітального ремонту, 21,5% потребує повної реконструкції.

Незадовільний технічний стан КЛ-6 кВ. Більше 66% цих ліній відпрацювало більше 30 років, а отже потребують повної заміни. Силові трансформатори 42% відпрацювало більше 25 років. Враховуючи довгий термін експлуатації обладнання, його моральну та технічну застарілість, досягти значного зменшення витрат електричної енергії не вдається. Отже, з переходом на 20 кВ очікується зменшення витрат з 6907 тис.кВт·год (13,13%) до 1806,52 тис. кВт·год (4,27 %).

Аналіз амортизації основних засобів Вільногірських РЕМ показав, що обсяги старіння обладнання випереджають обсяги капіталовкладень, які передбачаються інвестиційними програмами. Якщо враховувати, що на початок 2019 року на електроопалення переведено до 30% населення, то прогноз навантаження до 2024 року, з урахуванням переведення на електроопалення 100% буде складати орієнтовно 37,49 МВт.

Підтримання безаварійної роботи та усунення наслідків технологічних порушень потребує значних матеріальних ресурсів, які могли б бути направлені на покращення технічного стану мереж. Внаслідок незадовільного стану та росту навантажень, максимально зафіксоване відхилення напруги у споживачів: -18%, що виходить за межі дозволеного (за ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» $\max \pm 10\%$). Розподільні мережі на класи напруги 6 кВ стали неефективними, морально застарілими та неконкурентоспроможними. Зважаючи на досвід розвинутих країн Європи, а також з урахуванням історично сформованих підходів побудови розподільних мереж нашої країни, для підвищення надійності та якості електропостачання споживачів м. Вільногірська (з можливим розширенням мережі на близькі села), ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» вважає за доцільне виконати переведення мереж напругою 6 кВ на напругу 20 кВ. Для цього необхідне джерело живлення, яке забезпечить надійне електропостачання споживачів

Будівництво двотрансформаторної підстанції 150/35/20 кВ дозволить не тільки вирішити питання надійності постачання, а також дозволить створити резерв для підключення нових споживачів.

Місце розташування нової ПС-150/35/20 кВ вибрано з урахуванням можливості підключення безпосередньо до шин 150 кВ ПС 330 кВ ВДГМК «НЕК «УКРЕНЕРГО», що дозволить збільшити надійність електропостачання розподільної мережі у м. Вільногірськ. В зв'язку з чим необхідно виконати розширення РУ-150 кВ ПС 330 кВ «ВДГМК» для приєднання двох ПЛ-150 кВ (0,23 км АС-240).

Вимоги НЕК «УКРЕНЕРГО»:

- застосування триобмоткових трансформаторів 150/35/20 кВ потужністю не менш ніж 50 МВА кожен з переведенням на неї приєднань 35 кВ з ПС 330 кВ «ВДГМК» на виконання робіт вимог СОУ НЕК 20.261:2017 «технічна політика ДП «НЕК «Укренерго» у сфері розвитку та експлуатації магістральних та міждержавних електричних мереж».

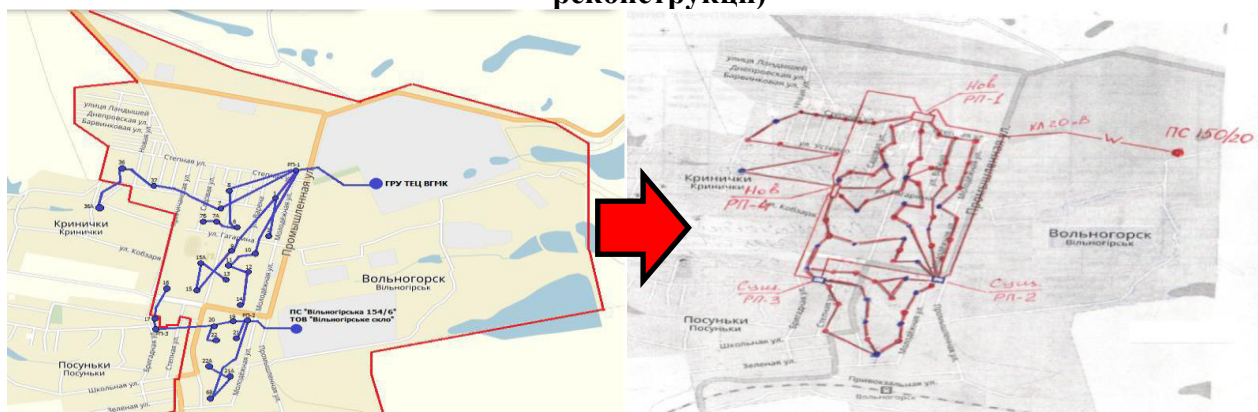
Всі вимоги НЕК «УКРЕНЕРГО» будуть враховані при виконанні умов договору на приєднання до мереж оператора системи передачі.

Планується використання в трансформаторних підстанціях секційних вимикачів із застосуванням телемеханіки. Також, планується використання автоматичної системи з обліку електроенергії з використанням технологій Smart Grid, які дозволять знизити експлуатаційні витрати, виявляти крадіжки електроенергії та підвищити рівень надійності електропостачання.

Вибір напруги розподільчої мережі 20 кВ обумовлений наступними факторами:

- зменшення втрат електроенергії в мережах, підвищити якість електроенергії;
- зменшення струмів короткого замикання;
- покращення живлення окремих віддалених споживачів;
- збільшення пропускної спроможності мереж;
- створення резерву потужності для гарантованого надійного електропостачання споживачів;
- покращення показників якості електропостачання SAIDI и SAIFI за рахунок підвищення надійності роботи електрообладнання, при умові автоматизації мереж, що, в свою чергу, приведе до зменшення витрат на ремонт та експлуатацію мереж.

Карта-схема м. Вільногірськ (існуюча) Карта-схема м. Вільногірськ (після комплексної реконструкції)



24. АНАЛІЗ ВИТРАТ ТА ВИГОД ПРОЄКТІВ З РОЗВИТКУ СИСТЕМИ РОЗПОДІЛУ

Заходи з будівництва, реконструкції та технічного переоснащення електричних мереж ПрАТ «ПЕЕМ «Центральна енергетична компанія» потребують значних капітальних вкладень. Обсяги фінансування, передбачені діючими тарифами на розподіл електроенергії, на технічне переоснащення електрообладнання, є недостатніми для виконання робіт в повному обсязі заходів, визначених Планом розвитку. Тарифні джерела на покриття капіталовкладень (амортизаційні відрахування, прибуток від ліцензованої діяльності, доходи від реактивної електроенергії) забезпечують виключно підтримку обладнання у належному технічному стані та покривають витрати на ліквідацію технологічних порушень та аварійних ситуацій. Комплексний підхід до реконструкції та переоснащення розподільних мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» може забезпечити перехід на стимулююче тарифоутворення.

Для реалізації заходів Плану розвитку розподільних мереж на 2021-2025 роки за сценарієм 1 необхідно 283077 тис.грн. без ПДВ, в т.ч.:

Таблиця 25.1

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

за сценарієм 2 необхідно 1349001 тис.грн. без ПДВ, в т.ч.:

Таблиця 25.2

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

Реалізація запропонованих заходів дозволить:

- підвищити надійність електропостачання;
- підвищити соціально-економічний ефект, збільшити пропускну спроможність електричної розподільної мережі;
- збільшити радіус покриття споживачів;
- знизити втрати електричної енергії, збільшити енергоефективність;
- зменшити струми короткого замикання;
- підвищити якість напруги в електричній розподільній мережі;
- вирішити проблеми переходу на електроопалювання комунально-побутових споживачів;
- забезпечити можливість приєднання нових ВДЕ;
- збільшити технічну стійкість експлуатаційної безпеки та гнучкість електричних мереж;
- підвищити рівень автоматизації мережі з покращенням показників якості електропостачання SAIDI и SAIFI за рахунок підвищення надійності роботи електрообладнання, що призводить до зменшення витрат на ремонт та експлуатацію мереж.

При підвищенні класу напруги до 20 кВ при однаковому перерізі проводу пропускна спроможність мереж 10 кВ збільшується у 2 рази, 6 кВ – 3,3 рази, зменшуються падіння напруги та втрати потужності в лініях. При однаковому навантаженні мережі це співвідношення становить $\frac{1}{4}$ для мережі 10 кВ, $\frac{1}{11,1}$ для мережі 6 кВ.

Результати досліджень вказують на зниження приведених втрат електроенергії в розподільних кабельних та повітряних лініях електропередачі при переведенні їх на напругу 20 кВ.

Застосування нового сучасного технологічного обладнання: елегазових, вакуумних вимикачів, стовпових ТП, в мережах дозволить перейти на вищий рівень електропостачання споживачів, суттєво зменшити технологічні втрати, підвищити якість електроенергії, енергобезпеку й надійність функціонування систем електропостачання, створити резерв потужності для гарантованого надійного електропостачання споживачів, встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності, заміну недовантажених трансформаторів та силових трансформаторів з великими втратами холостого ходу тощо.

Це пояснюється кращими параметрами нових електричних комутаційних апаратів: вимикачів, роз'єднувачів, створених з кращими властивостями ізоляційних матеріалів, впровадженням багатофункціональної мікропроцесорної автоматики для нової електричної мережі.

Економічна ефективність капіталовкладень в енергетику визначена згідно ГКД 340.000.002-97 «Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі».

Вихідні економічні показники та результати розрахунків інтегральних показників ефективності наведено нижче в таблиці 17.2.

Динаміка зміни чистих грошових потоків, забезпечених прибутком від розподілу електричної енергії, відображена на рисунках 1, 2.



Рисунок 1 (сценарій 1)



Рисунок 2 (сценарій 2)

Наведені результати розрахунків свідчать, що розроблені інвестиційні проєкти є ефективними, оскільки період повернення інвестору вкладених коштів становить 1 рік.

Вихідні економічні показники		Розрахунок показників ефективності для електричних мереж ПрАТ "ПЕЕМ" "Центральна енергетична компанія" (сценарій 1)																						
	одн. виміру																							
Норма дисконту E	в.о.		0,12																					
Амортизаційні відрахування з ПЛ	%		8%																					
Амортизаційні відрахування з ПС	%		4%																					
Податок на прибуток	%		18																					
Експлуатаційні витрати ПЛ	%		3%																					
Експлуатаційні витрати ПС	%		2%																					
Період експлуатації об'єкту	рік		20																					
Розрахунковий період	рік		21																					
Тариф на виході електричних мереж (ціна електроенергії для з метою компенсації технологічних втрат, врахована в тарифах на розподіл е/е, затверджених Постановою НКРЕКП від 10.12.2019 № 2698)	грн/МВт.год	1 595,86																						
На 2020 рік - тариф на виході електричних мереж (тариф на розподіл по 1 класу напруги згідно Постанови НКРЕКП від 10.12.2019 № 2698)	грн/МВт.год	97,33																						
На 2020 рік - тариф на виході електричних мереж (тариф на розподіл по 2 класу напруги згідно Постанови НКРЕКП від 10.12.2019 № 2698)	грн/МВт.год	577,80																						
Результати розрахунків																								
Роки календарні		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	
Роки розрахункового періоду (1+e)^t		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
Максимум навантаження	МВт	131,6	137,0	142,6	148,3	154,2	160,2	163,4	166,7	170,0	173,4	176,9	180,4	184,0	187,7	191,5	195,3	199,2	203,2	207,3	211,4	215,6	219,9	
Відпуск електроенергії	МВт.год	739 654	727 120	727 120	727 120	727 120	727 120	734 391	741 735	749 152	756 644	764 210	771 853	779 571	787 367	795 240	803 193	811 225	819 337	827 530	835 806	844 164	852 605	
1 клас		109 296	109 819	109 819	109 819	109 819	109 819	110 917	112 026	113 146	114 278	115 420	116 575	117 740	118 918	120 107	121 308	122 521	123 746	124 984	126 234	127 496	128 771	
2 клас		630 358	617 301	617 301	617 301	617 301	617 301	623 474	629 709	636 006	642 366	648 790	655 278	661 831	668 449	675 133	681 885	688 704	695 591	702 547	709 572	716 668	723 834	
Витрати електроенергії	МВт.год	73 544	72 545	71 883	71 228	70 578	69 935	70 634	71 341	72 054	72 775	73 502	74 237	74 980	75 730	76 487	77 252	78 024	78 805	79 593	80 388	81 192	82 004	
Грошові потоки																								
Інвестицій разом, в т.ч.:	тис.грн.	39 681	46 296	51 034	56 127	61 729	67 891	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ПЛ		9 215	11 294	21 428	15 378	9 970	12 799	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ДЛН 10-0,4 кВ		9 127	11 294	5 751	5 402	8 111	12 799	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ДЛН 150-35 кВ		88	-	15 677	9 976	1 860	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ПС		30 466	35 001	29 606	40 749	51 759	55 092	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ПС-150-35		4 389	12 447	13 437	24 167	33 336	35 889	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ТТЛ РП1		15 070	10 980	3 410	2 550	2 990	2 330	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Інше		11 006,81	11 574	12 759	14 032	15 452	16 973	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Кредит		0	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Початкова вартість, в т.ч.:	тис.грн.	426 192	472 488	523 522	579 649	641 378	709 269	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ПЛ		171 861	183 155	204 583	219 962	229 932	242 731	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ПС		254 331	289 333	318 939	359 687	411 446	466 537	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Залишкова вартість, в т.ч.:	тис.грн.	179 046	222 289	267 615	315 094	365 268	418 518	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ПЛ		73 179	83 255	102 103	113 366	118 165	124 845	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ПС		105 867	139 034	165 513	201 727	247 102	293 673	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Амортизаційні відрахування, в т.ч.:	тис.грн.	993	3 157	5 813	8 753	11 660	14 746	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ПЛ		363	1 218	2 581	4 115	5 171	6 120	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ПС		525	1 835	3 127	4 534	6 384	8 521	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Витрати на експлуатацію електрообладнання, в т.ч.:	тис.грн.	12 788	13 700	14 861	15 996	17 124	18 396	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ПЛ		7 378	7 748	8 451	8 955	9 282	9 702	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ПС		5 411	5 952	6 410	7 041	7 841	8 694	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Вартість втрат електроенергії та супутніх послуг	тис.грн.	136 948	135 088	133 855	132 635	131 425	130 228	131 530	132 845	134 174	135 515	136 871	138 239	139 622	141 018	142 428	143 852	145 291	146 744	148 211	149 693	151 190	152 702	
Постійні витрати (ФОП, матеріальні, інші)	тис.грн.	59 186	59 186	59 186	59 186	59 186	59 186	59 186	59 186	59 186	59 186	59 186	59 186	59 186	59 186	59 186	59 186	59 186	59 186	59 186	59 186	59 186	59 186	
Дохід від розподілу електроенергії	тис.грн.	374 859	367 365	367 365	367 365	367 365	367 365	371 039	374 749	378 497	382 282	386 105	389 966	393 865	397 804	401 782	405 800	409 838	413 957	418 096	422 277	426 500	430 765	
Інші доходи	тис.грн.	10 536	38 326	8 012	8 486	8 989	9 523	9 571	9 618	9 667	9 715	9 763	9 812	9 861	9 911	9 960	10 010	10 060	10 110	10 161	10 212	10 263	10 314	
Ліквідна вартість	тис.грн.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Сумарний річний дохід	тис.грн.	385 395	405 692	375 378	375 852	376 355	376 888	380 610	384 368	388 164	391 997	395 868	399 778	403 727	407 715	411 742	415 810	419 918	424 067	428 257	432 489	436 763	441 079	
Так само дисконтований	тис.грн.	385 395	360 925	297 105	264 654	235 765	210 047	188 714	169 547	152 328	136 857	122 958	110 470	99 251	89 171	80 115	71 979	64 669	58 101	52 201	46 899	42 136	37 857	
Поточні річні витрати	тис.грн.	209 916	211 131	213 715	216 571	219 395	222 555	131 530	132 845	134 174	135 515	136 871	138 239	139 622	141 018	142 428	143 852	145 291	146 744	148 211	149 693	151 190	152 702	
Повні річні витрати (без амортизації)	тис.грн.	208 922	254 270	264 749	272 698	281 124	290 446	131 530	132 845	134 174	135 515	136 871	138 239	139 622	141 018	142 428	143 852	145 291	146 744	148 211	149 693	151 190	152 702	
Так само дисконтований	тис.грн.	208 922	226 212	209 544	192 019	176 108	161 871	65 215	58 599	52 654	47 312	42 512	38 200	34 324	30 842	27 713	24 902	22 375	20 105	18 066	16 233	14 586	13 106	
Оподатковуваний (балансовий) прибуток	тис.грн.	175 479	194 561	161 663	159 281	156 960	154 333	249 080	251 523	253 990	256 481	258 998	261 539	264 105	266 697	269 314	271 958	274 627	277 323	280 046	282 796	285 572	288 377	
Податок на прибуток	тис.грн.	31 586	35 021	29 099	28 671	28 253	27 780	44 834	45 274	45 718	46 167	46 620	47 077	47 539	48 005	48 477	48 952	49 433	49 918	50 408	50 903	51 403	51 908	
Поточний річний чистий прибуток	тис.грн.	143 893	159 540	132 564	130 610	128 707	126 553	204 245	206 249	208 272	210 315	212 378	214 462	216 566	218 691	220 838	223 005	225 194	227 405	229 638	231 892	234 169	236 469	
Чистий грошовий потік	тис.грн.	105 205	116 401	87 342	83 237	78 638	73 408	204 245	206 249	208 272	210 315	212 378	214 462	216 566	218 691	220 838	223 005	225 194	227 405	229 638	231 892	234 169	236 469	
Чистий грошовий потік дисконтований	тис.грн.	105 205	103 557	69 130	58 611	49 262	40 912	101 269	90 978	81 733	73 427	65 965	59 262	53 240	47 830	42 970	38 603	34 681	31 157	27 991	25 147	22 591	20 296	
Чистий грошовий потік дисконтований накопичувальним підсумком	тис.грн.	105 205	208 762	277 892	336 502	385 765	426 676	527 945	618 923	700 656	774 082	840 048	899 310	952 550	1 000 380	1 043 349	1 081 953	1 116 633	1 147 790	1 175 780	1 200 927	1 223 518	1 243 814	
Результати розрахунків																								
Інтегральний ефект (NPV)		1 265 482																						
Внутрішня норма рентабельності (IRR)		1																			</			

Вихідні економічні показники			Розрахунок показників ефективності для електричних мереж ПрАТ "ПЕЕМ "Центральна енергетична компанія" (сценарій 2)																							
	один. виміру																									
Норма дисконту F	в.о.	0,12																								
Амортизаційні відрахування з ПЛ	%	8%																								
Амортизаційні відрахування з ПС	%	4%																								
Податок на прибуток	%	18																								
Експлуатаційні витрати ПЛ	%	3%																								
Експлуатаційні витрати ПС	%	2%																								
Період експлуатації об'єкту	рік	20																								
Розрахунковий період	рік	21																								
Тариф на вході електричних мереж (ціна електроенергії для з метою компенсації технологічних втрат, врахована в тарифах на розподіл е/е, затверджених Постановою НКРЕКП від 10.12.2019 № 2698)	грн/МВт.год	1 595,86																								
На 2020 рік - тариф на виході електричних мереж (тариф на розподіл по 1 класу напруги згідно Постанови НКРЕКП від 10.12.2019 № 2698).	грн/МВт.год	97,33																								
На 2020 рік - тариф на виході електричних мереж (тариф на розподіл по 2 класу напруги згідно Постанови НКРЕКП від 10.12.2019 № 2698)	грн/МВт.год	577,80																								
Результати розрахунків																										
Роки календарні		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041			
Роки розрахункового періоду		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21			
(1+с)/t			1,124	1,263	1,420	1,596	1,794	2,017	2,267	2,548	2,864	3,220	3,619	4,068	4,572	5,139	5,777	6,493	7,299	8,204	9,222	10,365	11,651			
Максимум навантаження	МВт	131,6	137,0	142,6	148,3	154,2	160,2	163,4	166,7	170,0	173,4	176,9	180,4	184,0	187,7	191,5	195,3	199,2	203,2	207,3	211,4	215,6	219,9			
Відпуск електроенергії	МВт.год	739 654	727 120	727 120	727 120	727 120	727 120	734 391	741 735	749 152	756 644	764 210	771 853	779 571	787 367	795 240	803 193	811 225	819 337	827 530	835 806	844 164	852 605			
1 клас		109 296	109 819	109 819	109 819	109 819	109 819	110 917	112 026	113 146	114 278	115 420	116 575	117 740	118 918	120 107	121 308	122 521	123 746	124 984	126 234	127 496	128 771			
2 клас		630 358	617 301	617 301	617 301	617 301	617 301	623 474	629 709	636 006	642 366	648 790	655 278	661 831	668 449	675 133	681 885	688 704	695 591	702 547	709 572	716 668	723 834			
Втрати електроенергії	МВт.год	735 544	72 545	71 883	71 228	70 578	69 935	70 634	71 341	72 054	72 775	73 502	74 237	74 980	75 730	76 487	77 252	78 024	78 805	79 593	80 388	81 192	82 004			
Грошові потоки																										
Інвестиційний розрахунок, в т.ч.:	тис.грн.	39 681	218 603	243 700	267 986	294 682	324 030	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
ПЛ		9 215	61 788	18 577	57 415	46 659	58 044	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
ДЕН 10-0,4 кВ		9 127	12 410	15 883	59 076	35 271	43 044	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
ДЕН 150-35 кВ		88	49 377	2 693	18 339	11 388	15 000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
ПС		30 466	156 815	225 123	210 571	248 023	265 986	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
ПС-150-35		4 389	90 108	144 077	128 564	158 827	158 687	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
ПЛ, РП		15 070	12 056	20 122	15 211	15 526	26 292	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
наше		11 007	54 651	60 925	60 997	73 671	81 008	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Кредит		0	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Початкова вартість, в т.ч.:	тис.грн.	426 192	644 795	888 495	1 156 481	1 451 163	1 775 193	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
ПЛ		171 861	233 648	252 225	309 639	356 298	414 342	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
ПС		254 331	411 147	636 270	846 842	1 094 865	1 360 851	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Залишкова вартість, в т.ч.:		179 046	390 056	615 176	852 702	1 103 416	1 368 835	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
ПЛ		73 179	131 645	143 551	191 129	223 615	263 124	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
ПС		105 867	258 412	471 625	661 573	879 801	1 105 711	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Амортизаційні відрахування, в т.ч.:		993	7 697	18 685	30 565	44 073	58 716	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
ПЛ		363	3 322	6 670	9 836	14 173	18 535	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
ПС		525	4 271	11 910	20 624	29 796	40 076	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Витрати на експлуатацію електрообладнання, в т.ч.:		12 788	17 241	21 333	26 474	31 842	37 861	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
ПЛ		7 378	9 404	10 013	11 897	13 427	15 331	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
ПС		5 411	7 837	11 320	14 578	18 415	22 531	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Вартість втрат електроенергії та супутніх послуг	тис.грн.	136 948	135 088	133 855	132 635	131 425	130 228	131 530	132 845	134 174	135 515	136 871	138 239	139 622	141 018	142 428	143 852	145 291	146 744	148 211	149 693	151 190	152 702			
Постійні витрати (ФОП, матеріальні, інші)	тис.грн.	59 186	59 186	59 186	59 186	59 186	59 186	59 186	59 186	59 186	59 186	59 186	59 186	59 186	59 186	59 186	59 186	59 186	59 186	59 186	59 186	59 186	59 186			
Дохід від розподілу електроенергії	тис.грн.	374 839	635 542	635 542	635 542	635 542	635 542	641 898	648 317	654 800	661 348	667 961	674 641	681 387	688 201	695 083	702 034	709 054	716 145	723 306	730 539	737 845	745 223			
Інші доходи	тис.грн.	10 536	38 326	8 012	8 486	8 989	9 523	9 571	9 618	9 667	9 715	9 763	9 812	9 861	9 911	9 960	10 010	10 060	10 110	10 161	10 212	10 263	10 314			
Ліквідна вартість	тис.грн.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Сумарний річний дохід	тис.грн.	385 395	673 869	643 555	644 029	644 532	645 065	651 468	657 935	664 466	671 063	677 725	684 453	691 249	698 112	705 043	712 044	719 114	726 255	733 467	740 751	748 107	755 537			
Так само дисконтований	тис.грн.	385 395	599 509	509 362	453 489	403 763	359 506	323 011	290 220	260 758	234 287	210 503	189 134	169 934	152 684	137 184	123 258	110 746	99 504	89 403	80 327	72 173	64 847			
Поточні річні витрати	тис.грн.	209 916	219 212	233 059	248 861	266 526	285 991	311 530	332 845	354 174	375 515	396 871	418 239	439 622	461 018	482 428	503 852	525 291	546 744	568 211	589 693	611 190	632 702			
Повні річні витрати (без амортизації)	тис.грн.	208 922	430 118	476 759	516 847	561 208	610 021	659 530	708 845	758 174	807 515	856 871	906 239	955 622	1 005 018	1 054 428	1 103 852	1 153 291	1 202 744	1 252 211	1 301 693	1 351 190	1 400 702			
Так само дисконтований	тис.грн.	208 922	382 655	377 346	363 935	351 566	339 975	328 215	316 599	305 054	293 587	282 199	270 884	259 634	248 444	237 314	226 244	215 234	204 284	193 394	182 564	171 794	161 084			
Оплатковуваний (балансовий) прибуток	тис.грн.	175 479	454 656	410 495	395 168	378 005	359 074	319 938	325 090	330 293	335 547	340 854	346 214	351 627	357 090	362 615	368 192	373 824	379 511	385 256	391 058	396 917	402 835			
Податок на прибуток	тис.грн.	31 586	81 838	73 889	71 130	68 041	64 633	93 589	94 516	95 453	96 399	97 354	98 318	99 293	100 277	101 271	102 274	103 288	104 312	105 346	106 390	107 445	108 510			
Поточний річний чистий прибуток	тис.грн.	143 893	372 818	336 606	324 038	309 964	294 441	426 349	430 574	434 840	439 149	443 500	447 895	452 334	456 817	461 345	465 917	470 535	475 199	479 910	484 667	489 472	494 325			
Чистий грошовий потік	тис.грн.	105 205	161 913	111 591	99 355	29 127	426 349	430 574	434 840	439 149	443 500	447 895	452 334	456 817	461 345	465 917	470 535	475 199	479 910	484 667	489 472	494 325	499 180			
Чистий грошовий потік, дисконтований	тис.грн.	105 205	144 064	88 322	60 991	37 183	211 392	189 929	170 645	153 319	137 753	123 766	111 200	99 910	89 766	80 652	72 464	65 107	58 497	52 558	47 221	42 427	38 000			
Чистий грошовий потік, дисконтований накопичувальним підсу.	тис.грн.	105 205	249 251	337 574	398 564	435 747	451 980	663 372	853 301	1 023 947	1 177 266	1 315 019	1 438 785	1 549 985	1 649 896	1 739 662	1 820 314	1 892 778	1 957 885	2 016 382	2 068 939	2 116 161	2 158 588			
Результати розрахунків																										
Інтегральний ефект (NPV)		2 203 883																								
Внутрішня норма рентабельності (IRR)		1																								
Період повернення капіталу (PP)		0,62																								
Рентабельність з доходів (RCR)		1,60																								

ВИСНОВОК

План розвитку оператора системи розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК», в першу чергу, направлений на задоволення потреб споживачів, а саме - забезпечення їх безперебійним та якісним електропостачання.

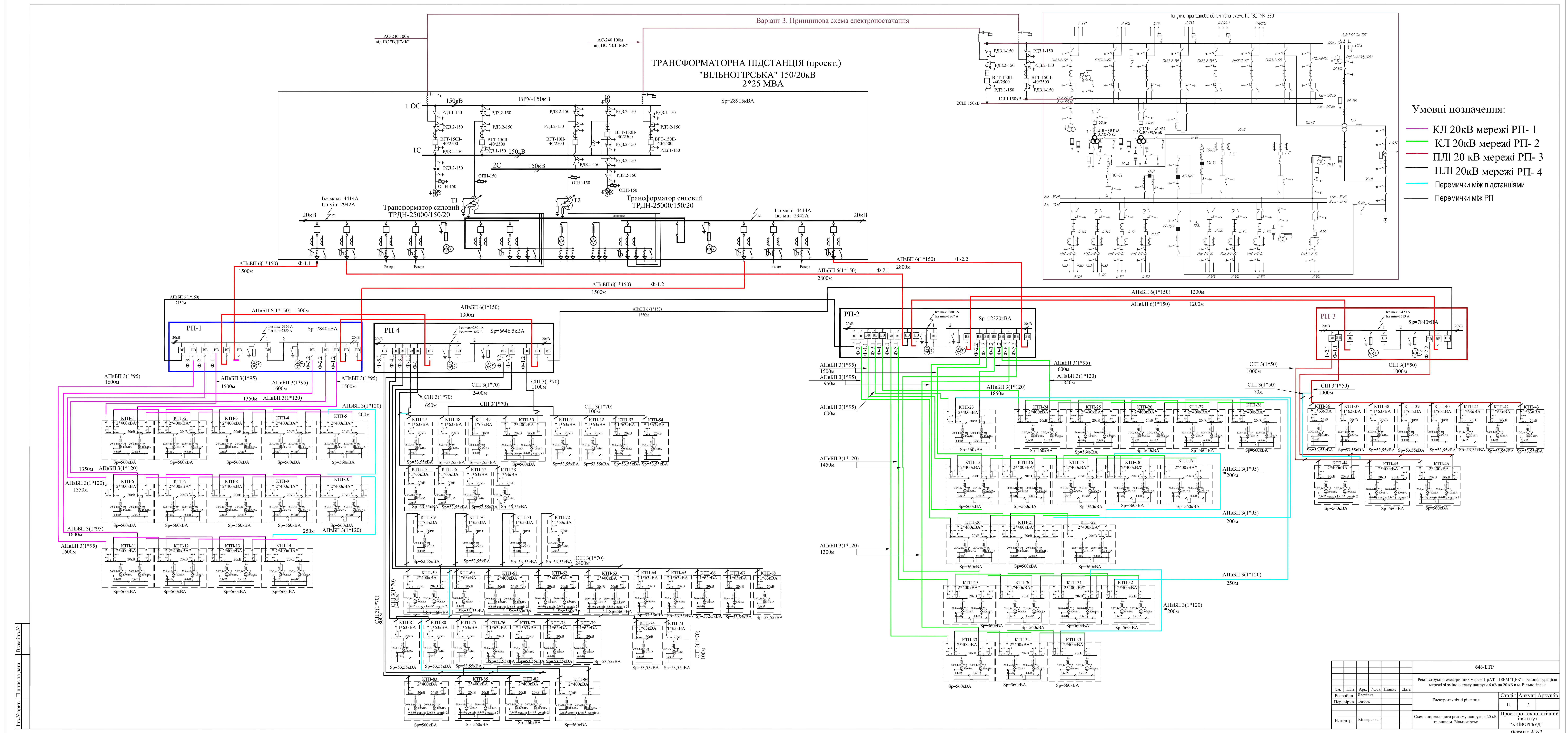
У зв'язку з цим пріоритетним напрямком компанії є реконструкція, модернізації та технічне переоснащення фізично зношеного та морально застарілого обладнання підстанцій та мереж.

Планом розвитку передбачені заходи щодо підвищення енергоефективності роботи розподільних мереж компанії за рахунок переведення мереж на більш високий клас напруги (20 кВ) та підвищення рівня автоматизації мереж, заміна голих проводів на ізольовані проводи марки СП, заміну силових трансформаторів на трансформатори з меншими втратами неробочого ходу та короткого замикання.

Реконструкція та технічне переоснащення електричних мереж компанії планується з використанням сучасного обладнання: силових трансформаторів з покращеними технічними характеристиками та конструктивними особливостями. Також, для підвищення надійності електропостачання споживачів компанії, зменшення тривалості відключень та недовідпуску електроенергії на ПЛ-6 кВ, планується встановити реклоузери.

Впровадження зазначених в Плані розвитку системи розподілу (ПРСР) коштів дозволить підвищити енергоефективність, зменшити відключення споживачів, що напряму пов'язане зі зменшенням недовідпуску електричної енергії, та привести такі показники якості електричної енергії, які обумовлені втратами (падінням) напруги на ділянці мережі, від якої живиться споживач до вимог ДСТУ:EN 50160-2014. ПРСР враховує також залучення коштів на виконання робіт проєктно-вишукувальних робіт по реконструкції мереж.

ДОДАТКИ



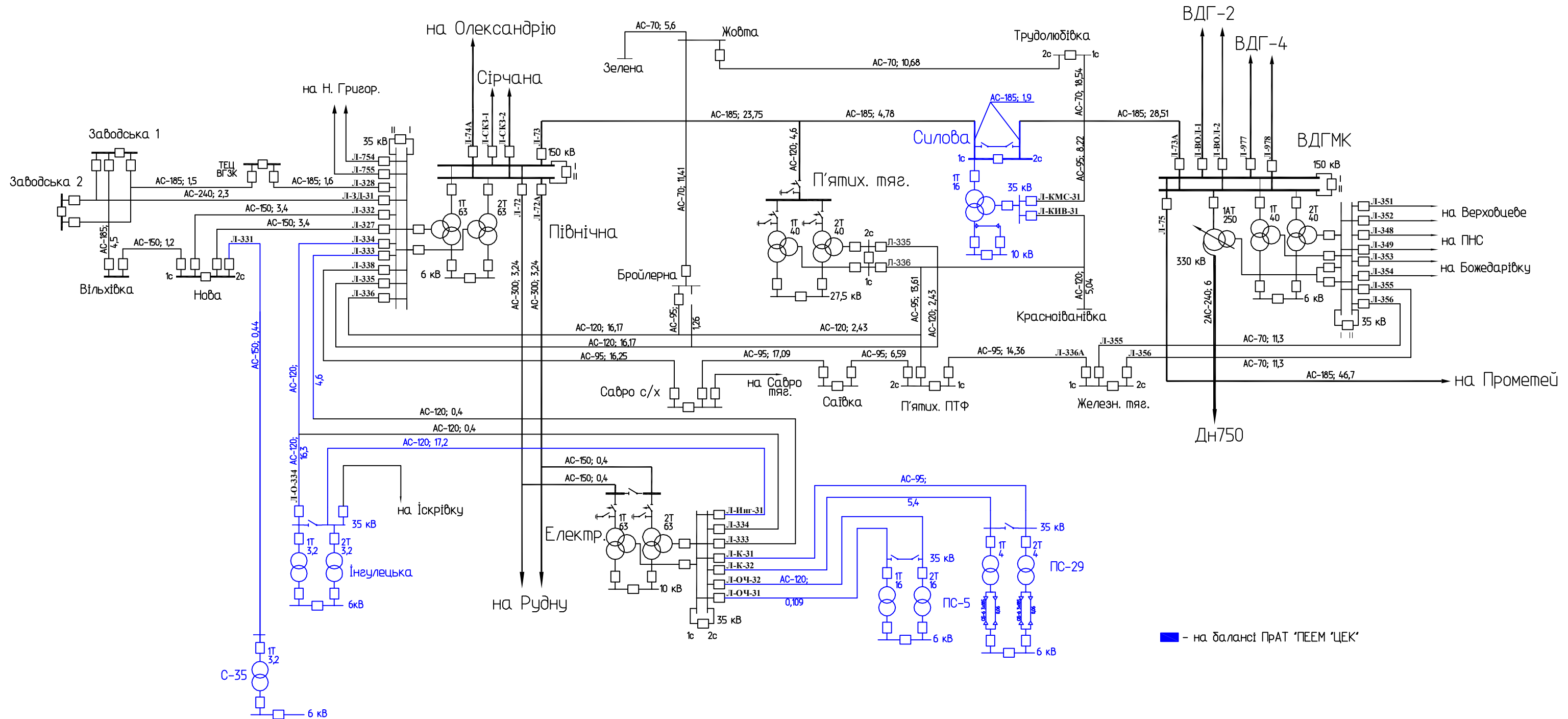


Рис. 3.6. Схема електричних з'єднань мереж 35-150 кВ в районі розміщення ПС 150/35/10 кВ 'Силова', а також ПС 35/6 кВ ПС-29, ПС 35/6 кВ ПС-5 м. Жовті води, ПС 35/6 кВ 'С-35', ПС 35/6 кВ 'Інгулецька'

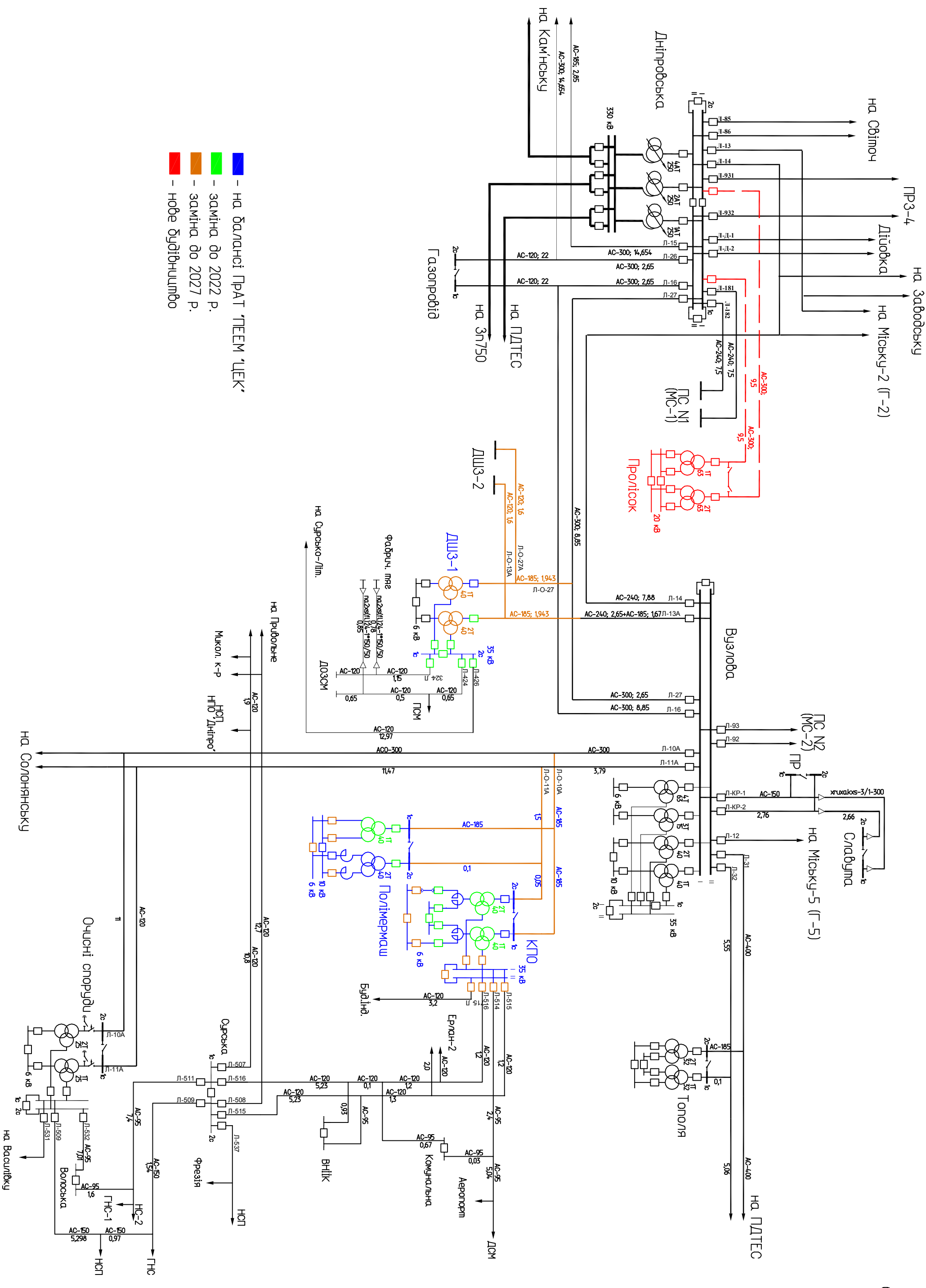


Рис. 3.27. Схема електричних з'єднань мереж 35-150 кВ в районі розміщення ПС 150/35/6 кВ "КТО", ПС 150/10/6 кВ "Полімермаш", ПС 150/35/6 кВ "ДШЗ-1" з грахуванням реконструкції та введенням ПС 150/20/20 кВ "Пролісок"

Рис. 3.29. Схема електричних з'єднань мереж 35-150 кВ в районі розміщення ПС 150/35/10 кВ "Силова", ПС 35/6 кВ ПС-29, ПС 35/6 кВ ПС-5 м. Жовті води, ПС 35/6 кВ Ігулецька з урахуванням реконструкції та введення ПС 150/20/20 кВ "Вільногірськ. Переведення ПС 35/6 кВ "С-35" на нове живлення



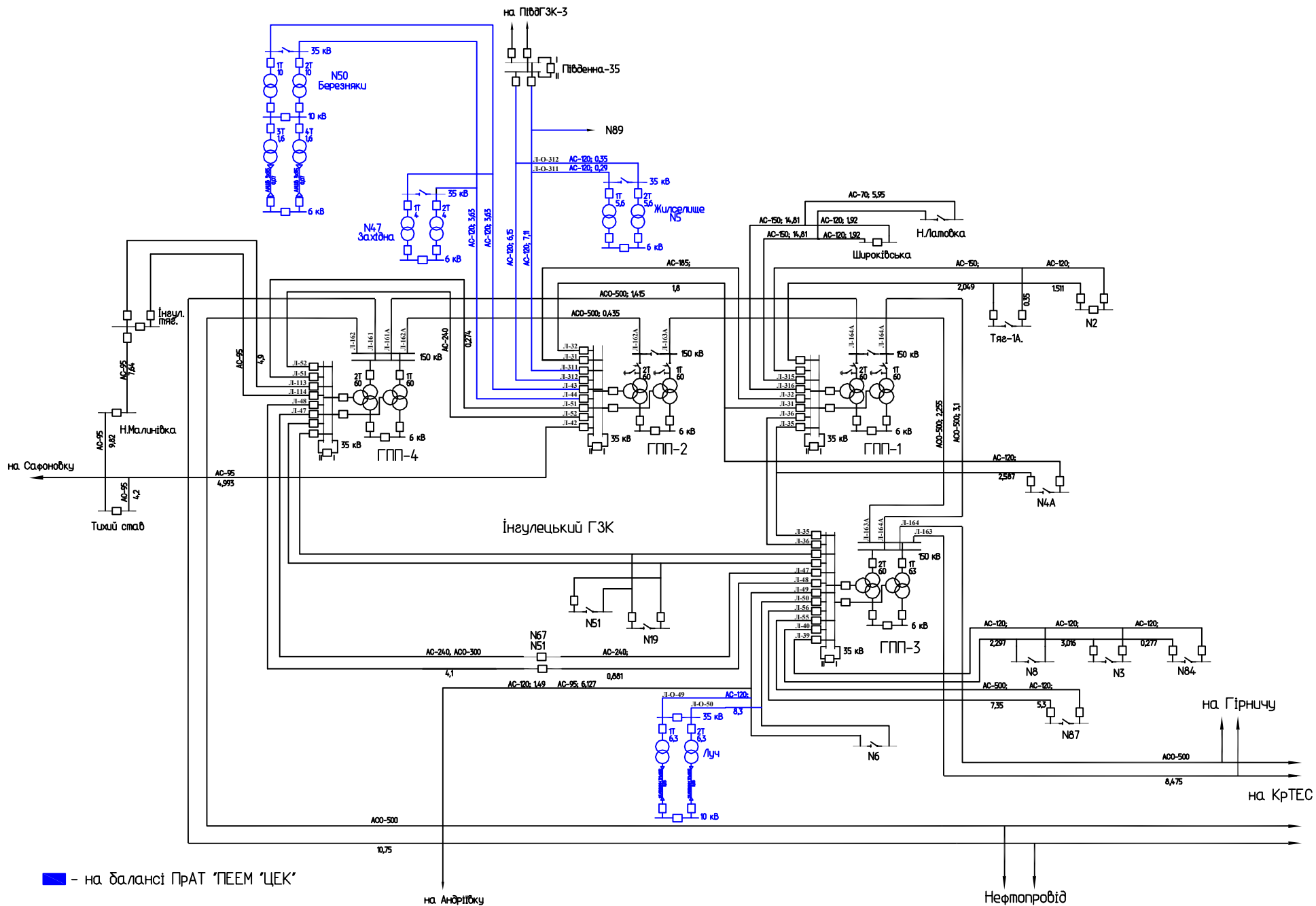


Рис. 3.14. Схема електричних з'єднань мереж 35-150 кВ в районі розміщення ПС 35/6 кВ N5 "Жилселище", ПС 35/6 кВ N47 "Західна", ПС 35/10/6 кВ N50 "Березняки" та ПС 35/10 кВ "Луч"






2 сек, 35 кВ



Посада	П.І.Б.	Підпис	<p>Затверджую:</p> <p>Директор технічний</p> <p><i>О. С. Івашук</i></p> <p>2020р.</p> <p>ПС-5 35/6 кВ</p>
Нач. ВТВ	Крюкова Т.М.	<i>[Підпис]</i>	
Нач. ОДС	Люлька Є.С.	<i>[Підпис]</i>	<p>Однолінійна схема нормального режиму станом на 01.01.2020 с. Петрівське Петрівського р-ну, Кіровоградської обл.</p>
Пров.інж. СПС	Лянець А.В.	<i>[Підпис]</i>	
Гол. інженер	Буртовий О.В.	<i>[Підпис]</i>	
Креслив	Цісельський В.П.	<i>[Підпис]</i>	<p>Жовтоводські РЕМ</p>

Затверджую:
Директор технічний  О.С.Івашук
од. 14.04.2020р.

ПС-5 35/6 кВ

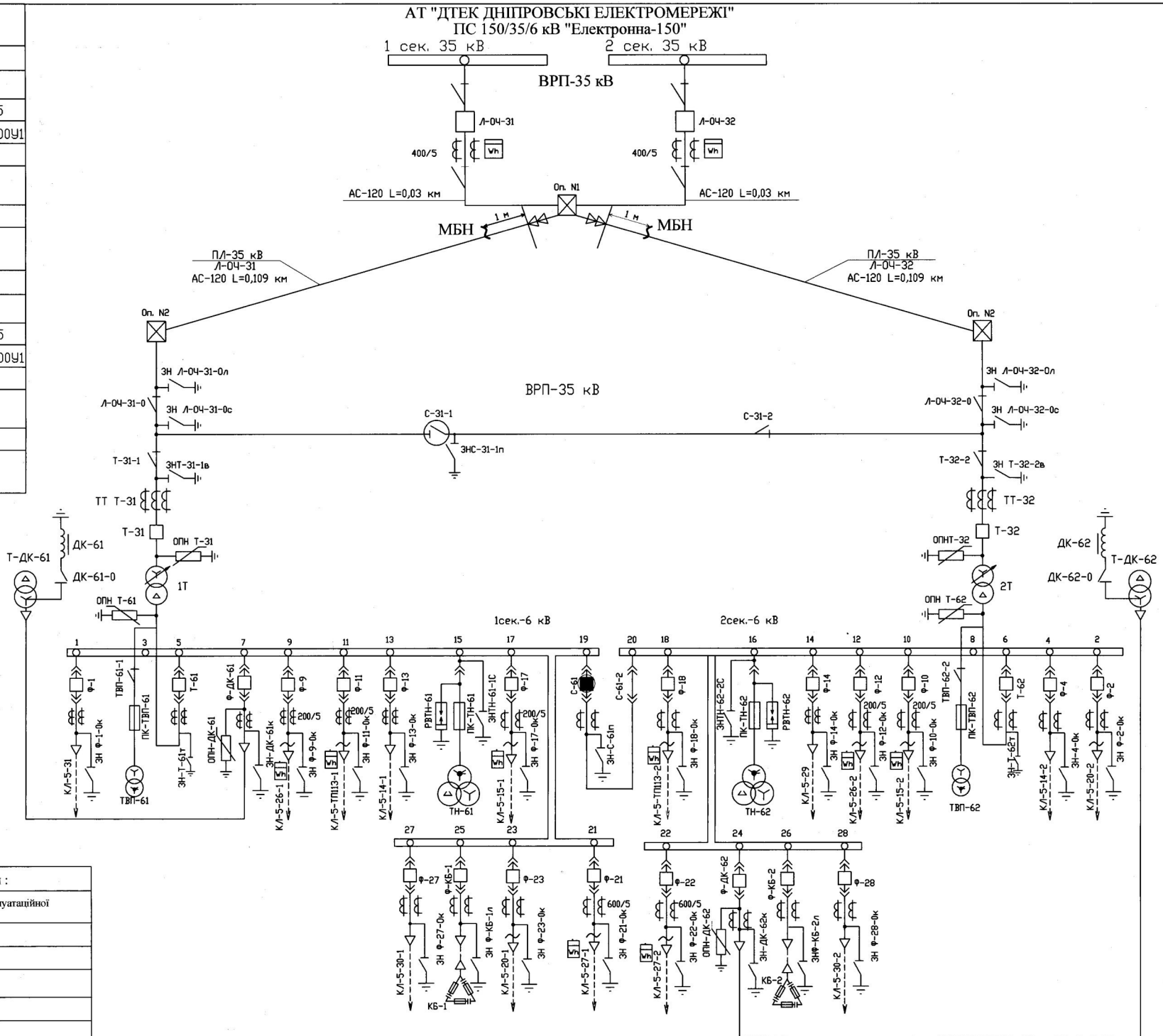
Посада	П.І.Б.	Підпис
Нач. ВТВ	Крюкова Т.М.	
Нач. ОДС	Люлька Є.С.	
Пров.інж. СПС	Лямешь А.В.	
Гол. інженер	Буртовий О.В.	
Креслив	Цісельський В.П.	

Однолінійна схема нормального режиму станом на 01.01.2020
с. Петрівське Петрівського р-ну,
Кіровоградської обл.

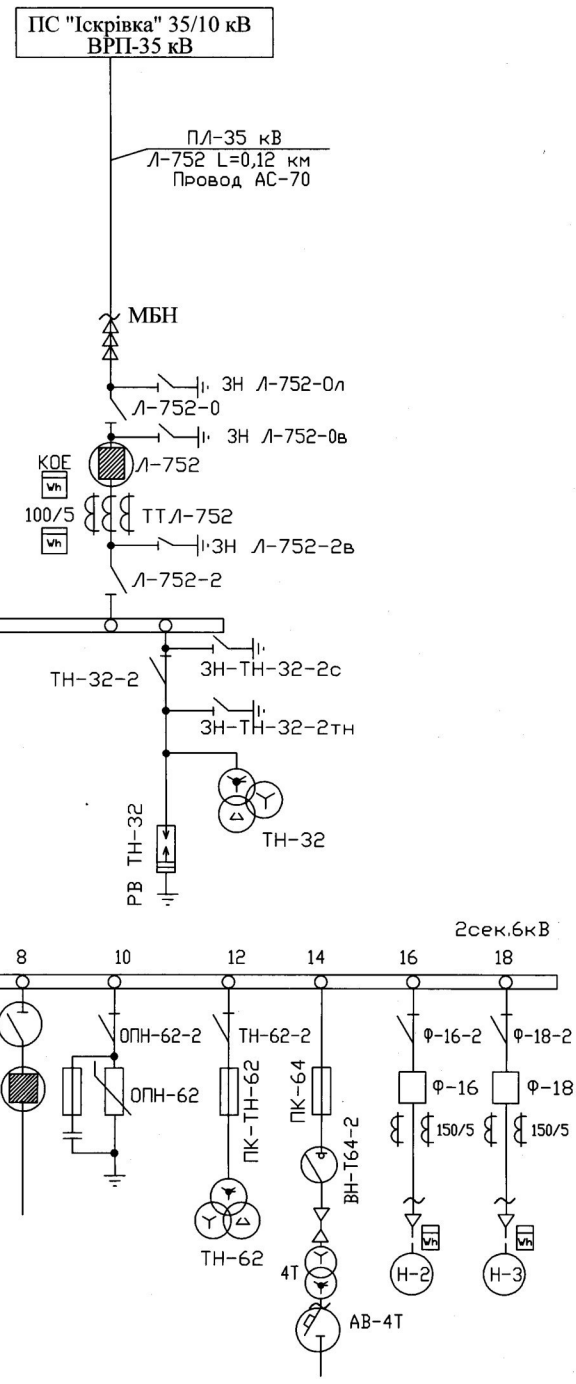
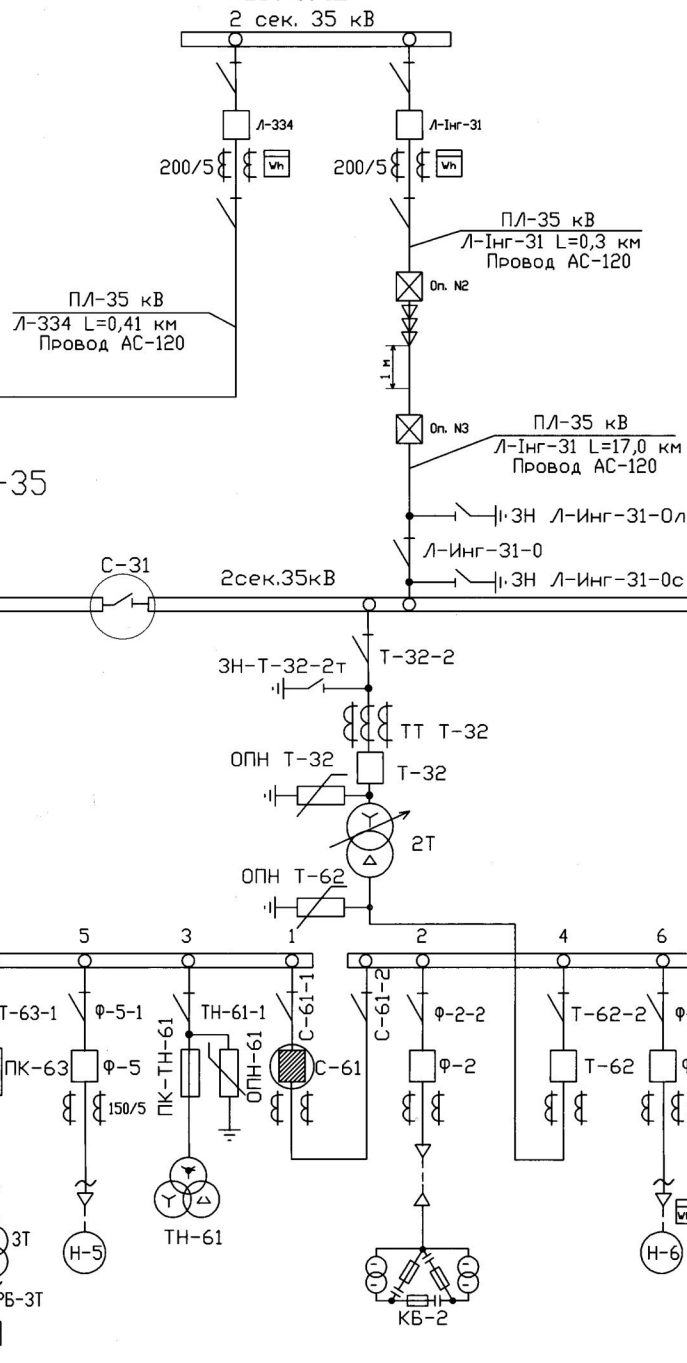
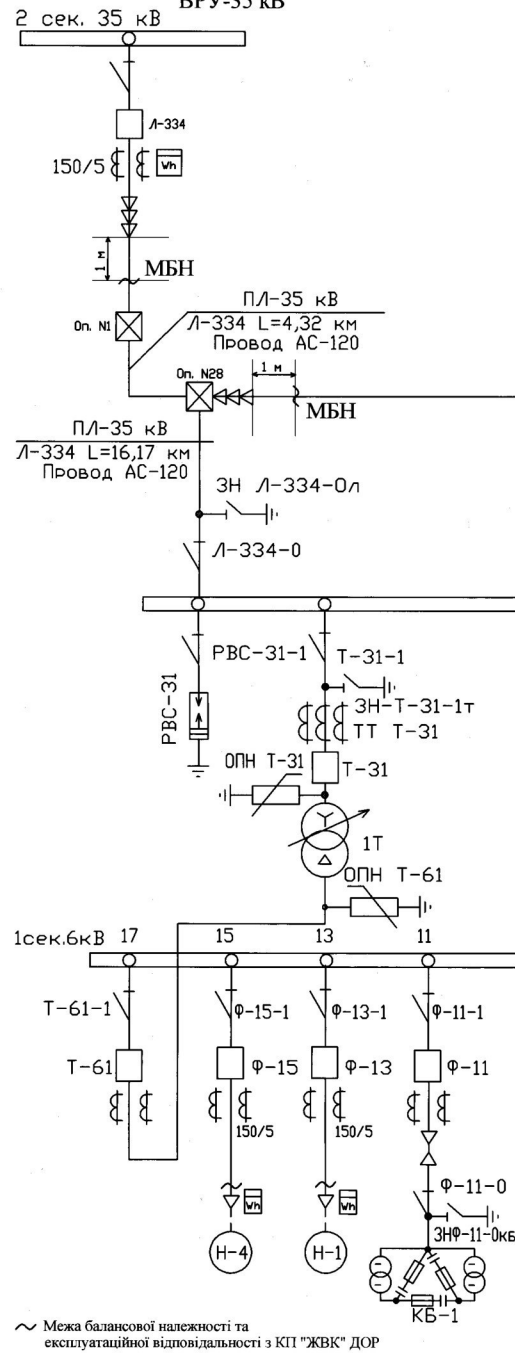
Жовтоводські РЕМ

ПрАТ "ПЕЕМ"ЦЕК"

Диспетчерське найменування	Технічна характеристика обладнання
Л-04-31-0	РГП-2-35/1000
Т-31-1	РДЗ-1-35/1000У1
ТТ Т-31	ТФЗМ 35А У1 300/5
Т-31	ВР35НСМ-35-20/1600У1
ОПН Т-31	МВК-41
1Т	ТДНС-16000/35 N163041
ОПН Т-61	МВК8
С-31-1	РНД-1-35/600 ПРН-220М
Л-04-32-0	РГП-2-35/1000
Т-32-2	РДЗ-1-35/1000У1
ТТ Т-32	ТФЗМ 35А У1 300/5
Т-32	ВР35НСМ-35-20/1600У1
ОПН Т-32	МВК-41
2Т	ТДНС-16000/35 N162814
ОПН Т-62	МВК8
С-31-2	РНД-35/600 ПРН-220М



№ ком.	Тип комірки	Д
1		Ф
3		Т
5		Т
7		Ф
	КРУ К-ХІІ	Т
9		Ф
11		Ф
13		Ф
15		Ф
17		Ф
19		Ф
21		Ф
23		Ф

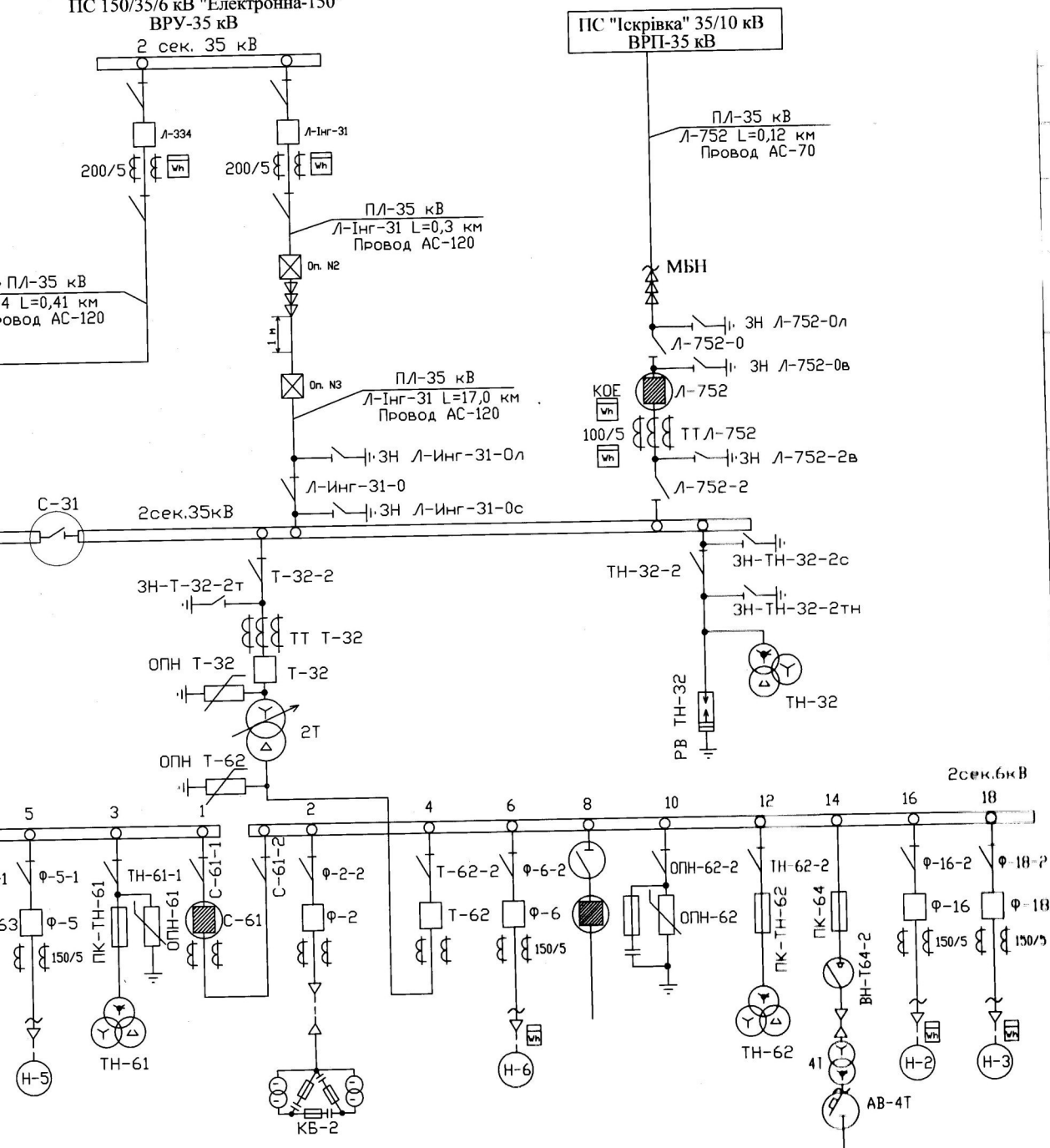


~ Межа балансової належності та експлуатаційної відповідальності з КП "ЖВК" ДОР

№ ком.	Диспетчерские наименования
1	С-61-1 С-61
3	С-61-1 ТН-61-1 ОПН-61 ПК-ТН-61
5	Ф-5-1 Ф-5
7	Т-63-1 ПК-63 ЗТ
9	Ф-9-1 Ф-9
11	Ф-9-0
13	Ф-11-1 Ф-11
15	Ф-11-0 КБ-1
17	Ф-13-1 Ф-13
2	Ф-15-1 Ф-15
4	Т-61-1 Т-61
6	Ф-2-2 Ф-2 КБ-2
8	Т-62-2 Т-62
2	Ф-6-2 Ф-6
8	Резерв
5	Посада
8	Нач. ВТВ
5	Нач. ОДС
8	Пров. инж. СПС
5	Гол. инженер
8	Креслив
5	Цісе

АТ "ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ"
ПС 150/35/6 кВ "Електронна-150"
ВРУ-35 кВ

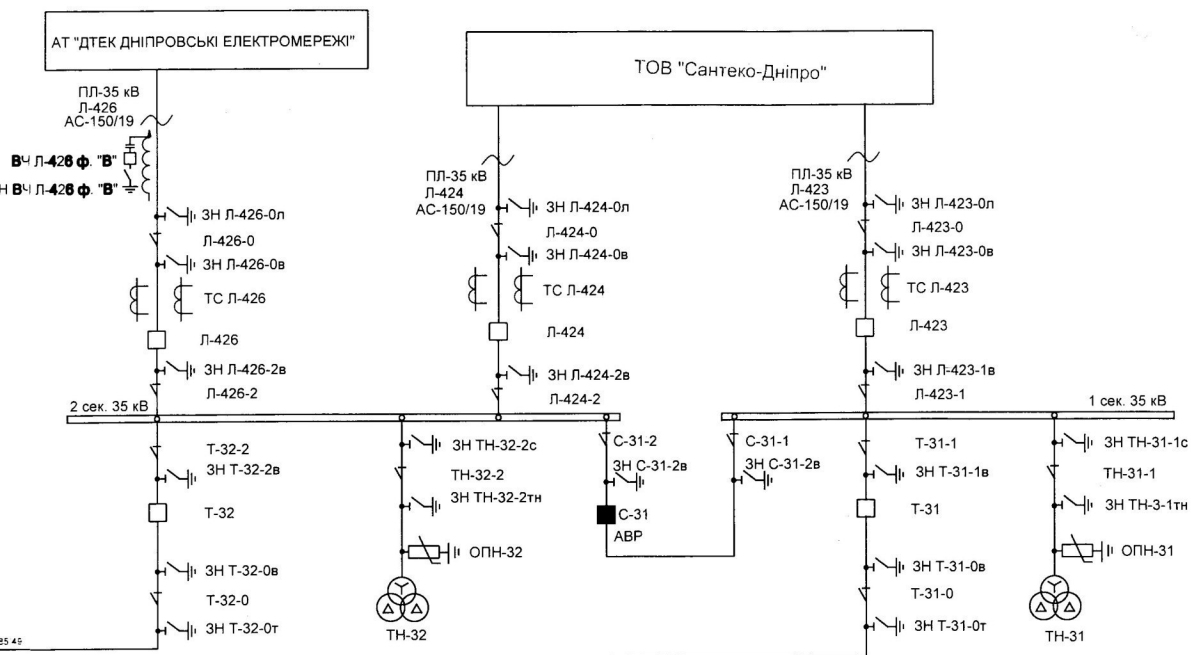
ПАТ "КІРОВОГРАДОБЛЕНЕРГО"



№ ком.	Диспетчерське найменування	Технічна характеристика обладнання	№ ком.	Диспетчерське найменування	Технічна характеристика обладнання	Диспетчерське найменування	Технічна характеристика обладнання
1	C-61-1 C-61	РВ-6/400 ВВ/ТЕЛ 630А ТПОЛ-10-400/5 РВ-6/400	10	ОПН-62-2 ОПН-62	РВ-6/400 ОПН-6	Л-752-0	РНДЗ-2-35/600 ПРН-220М
	C-61-1	РВ-6/400	12	ТН-62-2 ПК-ТН-62 ТН-62	РВ-6/400 3х3НОЛ-6	Л-752 ТТЛ-752	ВР35НС-35-20/1600 ТФ3М 35Б-1 100/5
3	ТН-61-1 ОПН-61 ПК-ТН-61	РВ-6/400 ОПН-6 3х3НОЛ-6	14	ПК-64 ВН-Т64-2 4Т	ВНПЗ-10/400 ТМ-100/6 N352084 ТПОЛ-10-30/5	Л-752-2	РДЗ-1-35/1000 УІ
	Ф-5-1 Ф-5	РВ-6/400 ВВК-1 630А ТПОЛ-10-150/5		ТН-32-2	РНДЗ-1-35/600 ПРН-220М		
5	Т-63-1 ПК-63 3Т	РВ-6/400 ТМ-180/6 N28720 ТПОЛ-10-30/5	16	Ф-16-2 Ф-16	РВ-6/400 ВВК-1 630А ТПОЛ-10-150/5	ТН-32	3х3НОМ 35-66
	Ф-9-1 Ф-9	РВ-6/400 ВВК-1 630А ТПОЛ-10-100/5 РВ-6/400		РВ ТН-32	РВС-35		
9	Ф-9-0	РВ-6/400	18	Ф-18-2 Ф-18	РВ-6/400 ВВК-1 630А ТПОЛ-10-150/5	Т-32-2	РДЗ-1-35/1000 УІ
	Ф-11-1 Ф-11	РВ-6/400 ВВК-1 630А ТПОЛ-10-100/5 РВ-6/400		ТТ Т-32	ТФ3М 35Б-1 100/5		
11	Ф-11-0 КБ-1	РВ-6/400 ВВК-1 630А ТПОЛ-10-100/5 РВ-6/400 КМ6.6-10-1 2хНОМ-6/0,1				Т-32	ВР35НС-35-20/1600
	Ф-13-1 Ф-13	РВ-6/400 ВВК-1 630А ТПОЛ-10-150/5				2Т	ТМН-2500/35 N162501 ТФМ-400/5
13	Ф-15-1 Ф-15	РВ-6/400 ВВК-1 630А ТПОЛ-10-150/5				ОПН Т-62	МVK-8
	Т-61-1 Т-61	РВ-6/400 ВВ/ТЕЛ 1000А ТПОЛ-10-400/5				Л-334-0	РНДЗ-2-35/600 ПРН-220М
15	Ф-2-2 Ф-2	РВ-6/400 ВВК-1 630А ТПОЛ-10-100/5 КМ6.6-10-1 2хНОМ-6/0,1				С-31	РНД-35/600 ПРН-220М
	Т-62-2 Т-62	РВ-6/400 ВВ/ТЕЛ 1000А ТПОЛ-10-400/5				РВС-31-1	РНД-35/600
17	Ф-6-2 Ф-6	РВ-6/400 ВВК-1 630А ТПОЛ-10-150/5				РВС-31	РВС-35
	Резерв	РВ-6/400 ВВК-1 630А ТПОЛ-10-150/5				Т-31-1	РДЗ-1-35/1000 УІ
8						ТТ Т-31	ТФ3М 35Б-1 100/5
						Т-31	ВР35НС-35-20/1600
18						1Т	ТМН-2500/35 N162502 ТФМ-400/5
						ОПН Т-61	МVK-8
<div>Затверджую: Директор технічний 01.01.2020 р.</div> <div>Ф.С. Іванчук</div>							

Посада	П.І.Б.	Підпис	ПС-"Інгулецька" 35/6 кВ		
Нач. ВТВ	Крижанів Г.М.				
Нач. ОДС	Лисенко С.С.				
Пров. інж. СПС	Лисенко А.В.				
Гол. інженер	Бурдонний О.В.				
Креслив	Щестько І.В.	Однолінійна схема нормального режиму станом на 01.01.2020 с. Іскровка	Літ.	Маса	Масштаб
			Арк. 1	Аркуші	
		Жовтоводські РЕМ	ПрАТ "ПЕЕМ" ЦЕК"		

ПС "Бузова"
АТ "ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ"
ВРУ-154 кВ



Диспетчерське найменування	Технічна характеристика обладнання
ВЧ Л-426 ф. В ВЧ-загороджувач ВЧ-конденсатор	ЗВС-100 СМР-66
Л-426-0	РНДЗ-2-35/600
Л-424-0	РНДЗ-2-35/600
Л-423-0	РНДЗ-2-35/600
ТС Л-426	ТОМ-35 300/5
ТС Л-424	ТОМ-35 300/5
ТС Л-423	ТОМ-35 150/5
Л-426	МКП-35-1000
Л-424	С-35М-10-630
Л-423	С-35М-10-630
Л-426-2	РНДЗ-35/600
Л-424-2	РНДЗ-35/600
Л-423-1	РНДЗ-35/600
Т-32-2	РНДЗ-2-35/600
ТН-32-2	РНДЗ-2-35/600
С-31-1	РНДЗ-35/600
С-31-2	РНДЗ-35/600
Т-31-1	РНДЗ-35/600
ТН-31-1	РНДЗ-2-35/600
Т-32	МКП-35-1000
С-31	МКП-35-1000
Т-31	МКП-35-1000
із вбудованими ТС	
Т-32-0	РНДЗ-35/600
Т-31-0	РНДЗ-2-35/600

Затверджую:

Директор технічний

02 01

Посада	П.І.Б.	Підпис
Нач. ВТВ	Крюкова Т.М.	
Нач. ОДС	Люлька Є.С.	
Проз. інж. СПС	Лямець А.В.	
Нач. дп. ПС	Шейко Д.І.	
Креслив	Лямець А.В.	



ПС-150/35/6 кВ "ДШЗ-1"

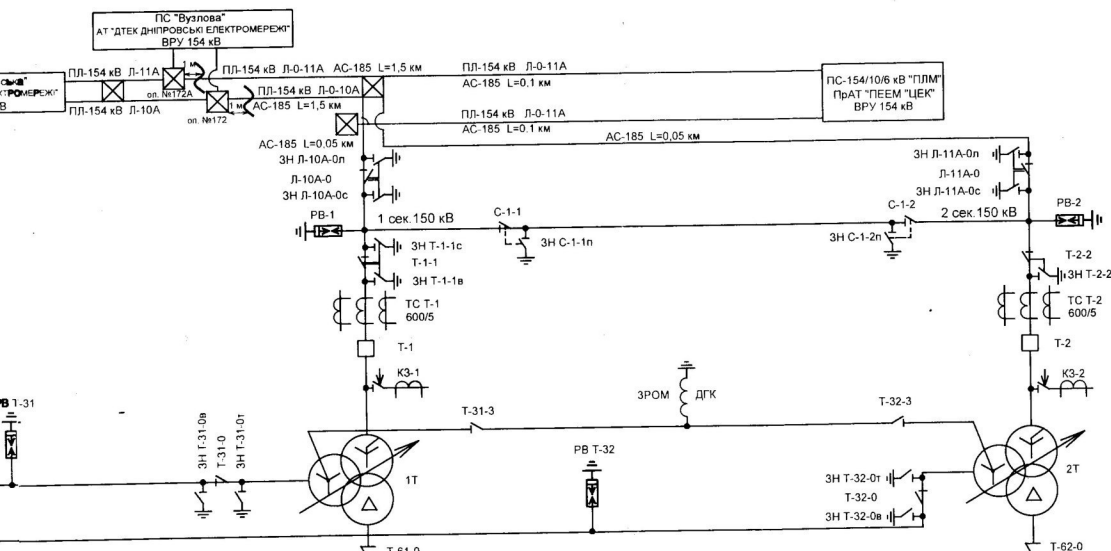
Однолінійна схема нормального режиму станом на 01.01.2020.

м. Дніпро, вул. Бориса Кротова, 24

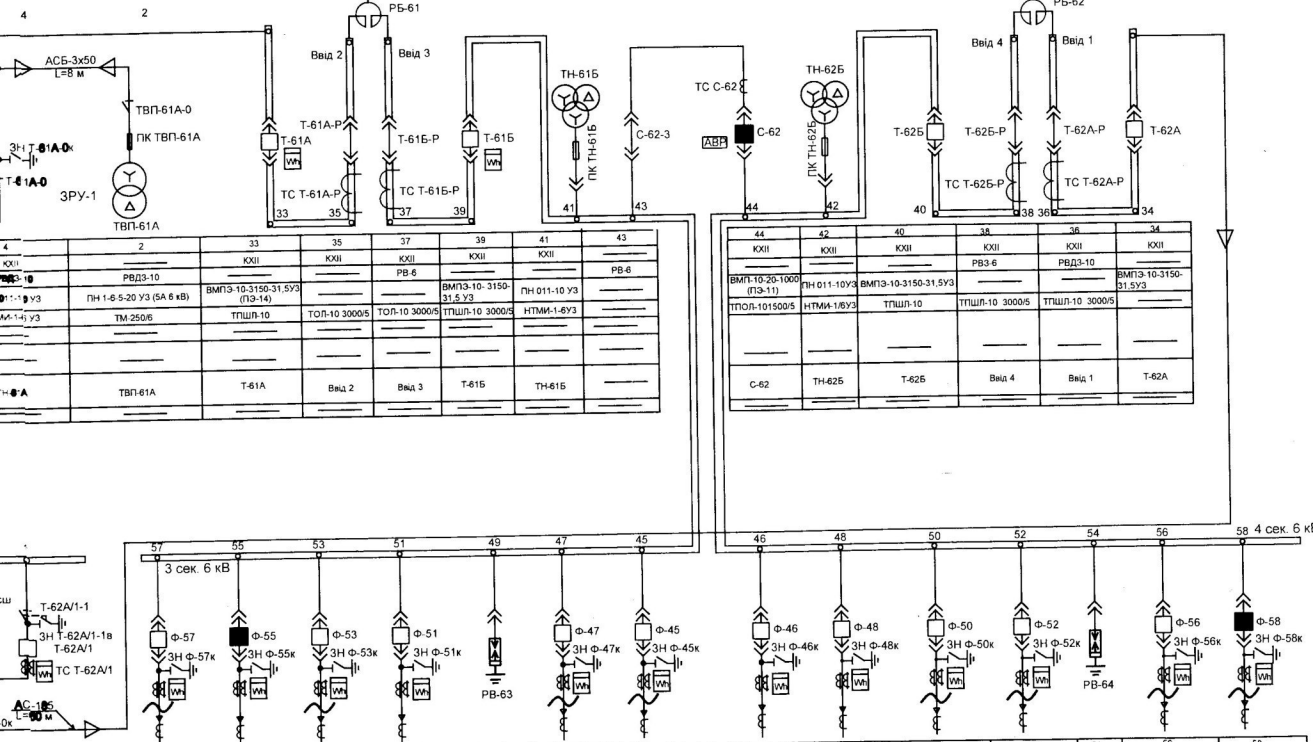
СПС

Лист	Маса	Масштаб
Арк.	Аркушів	

ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"



Диспетчерське найменування	Технічна характеристика обладнання
Л-0-10А-0	РДЗ 2-150 III/1000 УХЛ1
Л-0-11А-0	РДЗ 2-150 III/1000 УХЛ1
С-1-1	РДЗ-16-150 III/1000 УХЛ1
С-1-2	РДЗ-16-150 III/1000 УХЛ1
Т-1-1	РДЗ 2-150/1000У1
Т-2-2	РДЗ1-150/1000У1
ТС Т-1	ТФЗМ-150А-ІУ1
ТС Т-2	ТФЗМ-150А-ІУ1
Т-1	ГЛ-313-114031-РНЕІК3-2
Т-2	ГЛ-313-114031-РНЕІК3-2
К3-1	К3-150 У1
К3-2	К3-150 У1
Т-31-3	РНДЗ-35/1000
Т-32-3	РНДЗ-35/1000
Т1	ТДТНГ-25000 154/35/6 кВ зав. № 67485
Т2	ТДТНГ-25000 154/35/6 кВ зав. № 77771
РВ Т-31	РВС-35
Т-31-0	РНДЗ-2-35/1000 У1
Т-32-0	РНДЗ-2-35/1000 У1
РВ Т-32	РВС-35
Т-61-0	РВДЗ-10
Т-62-0	РВДЗ-10



1	57	55	53	51	49	47	45	46	48	50	52	54	56	58
КМ-1Ф	КМ-1Ф	КМ-1Ф	КМ-1Ф	КМ-1Ф	КМ-1Ф	КМ-1Ф	КМ-1Ф	КМ-1Ф	КМ-1Ф	КМ-1Ф	КМ-1Ф	КМ-1Ф	КМ-1Ф	КМ-1Ф
ВМП-10-20-630У3	ВМП-10-20-630У3	ВМП-10-20-630У3	ВМП-10-20-630У3	ВМП-10-20-630У3	ВМП-10-20-630У3	ВМП-10-20-630У3	ВМП-10-20-630У3	ВМП-10-20-630У3	ВМП-10-20-630У3	ВМП-10-20-630У3	ВМП-10-20-630У3	ВМП-10-20-630У3	ВМП-10-20-630У3	ВМП-10-20-630У3
ТПЛ-10 100/5	ТПЛ-10 600/5	ТПЛ-10 300/5	ТПЛ-10 300/5	ТПЛ-10 300/5	ТПЛ-10 300/5	ТПЛ-10 300/5	ТПЛ-10 300/5	ТПЛ-10 300/5	ТПЛ-10 300/5	ТПЛ-10 300/5	ТПЛ-10 300/5	ТПЛ-10 300/5	ТПЛ-10 600/5	ТПЛ-10 600/5
Прат "Аеробус" 110 кВ	Прат "ПЕЕМ "ЦЕК" 154/10/6 кВ "ПЛМ" резерв	ТОВ "МОКША-СЕРВІС" 1565 кВт	Прат "ПЕЕМ "ЦЕК"	РВ-6	КП "Дніпроводоканал" 56,5 кВт; 552,9 кВт; 165,5 кВт	Прат "ЖЕСТ" 1700 кВт	Прат "ПЕЕМ "ЦЕК"	Прат "ПЕЕМ "ЦЕК"	Прат "ПЕЕМ "ЦЕК"	Прат "ПЕЕМ "ЦЕК"	Прат "ПЕЕМ "ЦЕК"	Прат "ПЕЕМ "ЦЕК"	Прат "ПЕЕМ "ЦЕК"	Прат "ПЕЕМ "ЦЕК"

Затверджую:
Директор технічний

Посада
Нач. БТБ
Нач. ОДС
Пров. н.к. СПС
Нач. д.л. ПС
Креслив

Підпис
Крюкова Т.М.
Лялькевич Є.С.
Лялькевич А.В.
Шейко Д.І.
Лялькевич А.В.

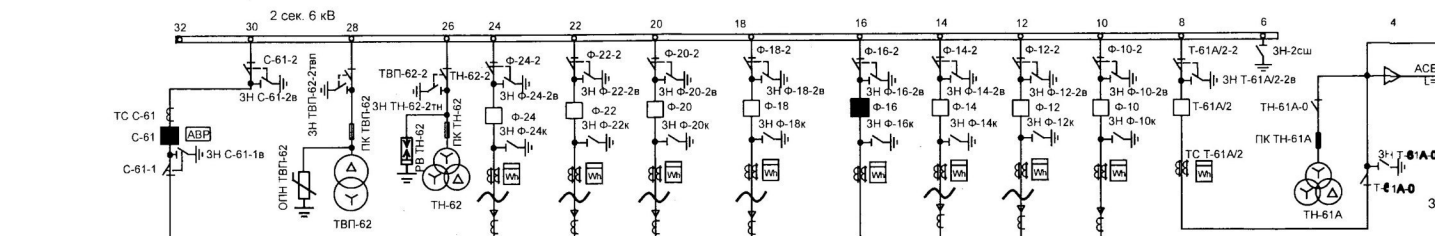
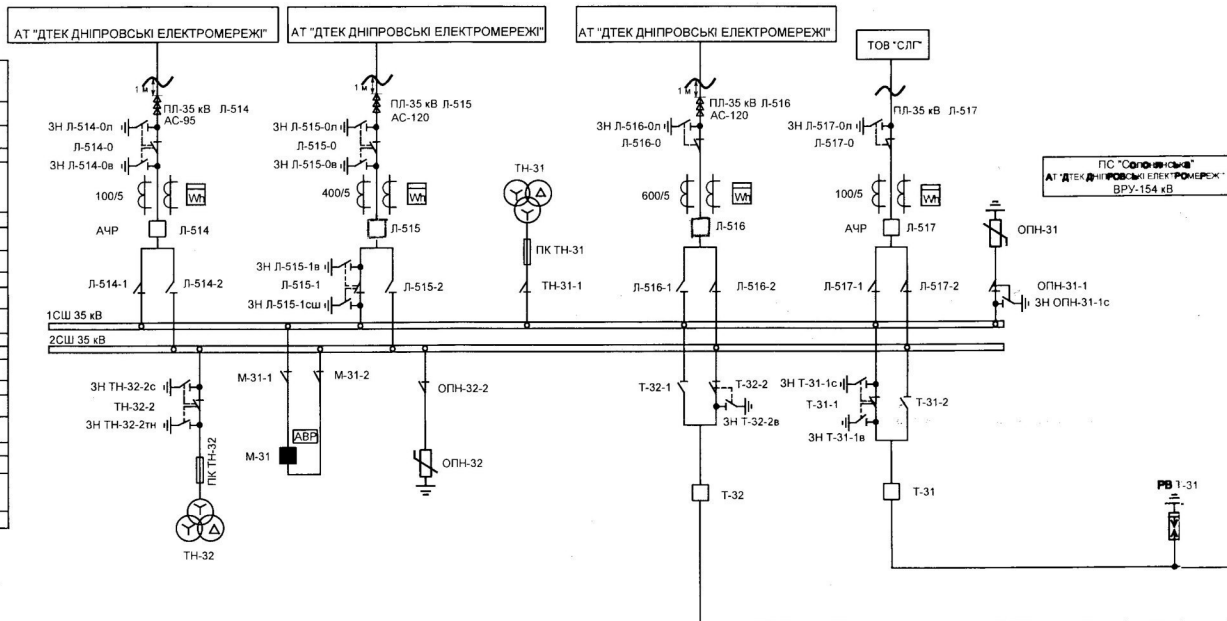
ПС-154/35/6 кВ "КПО"

Однолінійна схема нормального режиму станом на 01.01.2020.
м. Дніпро
пр. Богдана Хмельницького 139 П

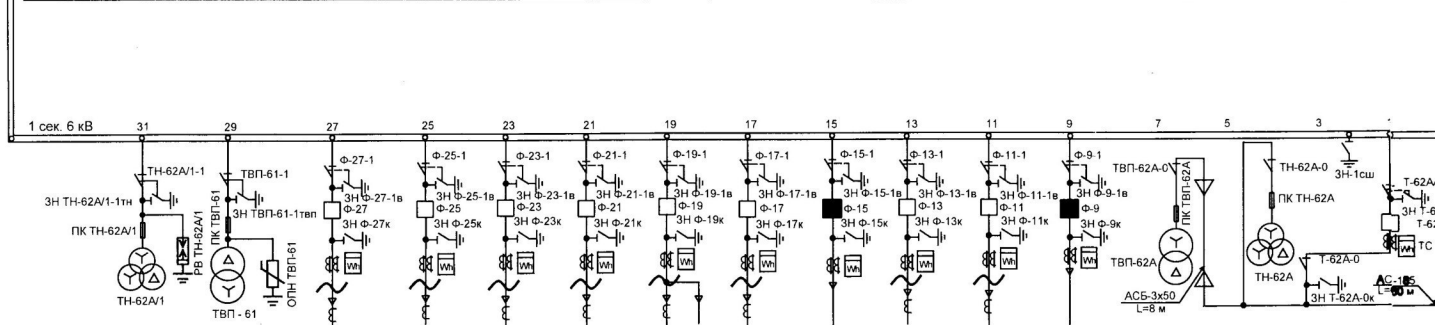
СПС

Прат "ПЕЕМ "ЦЕК"

Диспетчерська назва обладнання	Технічна характеристика обладнання
Л-514-0	РНДЗ-2-35/1000 У1
Л-515-0	РНДЗ-2-35/1000 У1
Л-516-0	РНДЗ-2-35/1000 У1
Л-517-0	РНДЗ-2-35/1000 У1
ТН-31	НОМ-35-66
Л-514	МКП-35
Л-515	МКП-35
Л-516	МКП-35
Л-517	МКП-35
ОПН-31	ОПН-35УХЛ1
Л-514-1	РНДЗ-35/1000
Л-514-2	РНДЗ-35/1000
Л-515-1	РНДЗ-35/1000
Л-515-2	РНДЗ-35/1000
ТН-31-1	РНДЗ-2-35/1000
Л-516-1	РНДЗ-35/1000
Л-516-2	РНДЗ-35/1000
Л-517-1	РНДЗ-35/1000
Л-517-2	РНДЗ-35/1000
ОПН-31-1	ОПН-35/1000
ТН-32-2	РНДЗ-2-35/1000
М-31-1	РНДЗ-35/1000
М-31-2	РНДЗ-35/1000
ОПН-32-2	РНДЗ-35/1000
Т-32-1	РНДЗ-35/1000
Т-32-2	РНДЗ-35/1000
Т-31-1	РНДЗ-2-35/1000
Т-31-2	РНДЗ-2-35/1000
М-31	МКП-35
ОПН-32	ОПН-35УХЛ1
Т-32	МКП-35
Т-32	МКП-35
ТН-32	НОМ-35-66



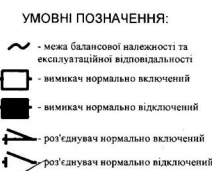
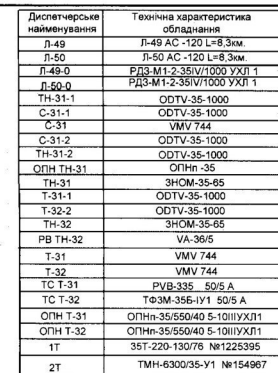
Номер копії	32	30	28	26	24	22	20	18	16	14	12	10	8	6	4
Тип копії	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285
Тип роз'єднувача	РВ-6	РВ-6	РВ-6	РВ-6	РВ-6	РВ-6	РВ-6	РВ-6	РВ-6	РВ-6	РВ-6	РВ-6	РВ-6	РВ-6	РВ-6
Тип вимикача (привід)/запобіжник (ном пл. вст)	ВБТЕЛ-1020/1000	ВБТЕЛ-1020/1000	ВБТЕЛ-1020/1000	ВБТЕЛ-1020/1000	ВБТЕЛ-1020/1000	ВБТЕЛ-1020/1000	ВБТЕЛ-1020/1000	ВБТЕЛ-1020/1000	ВБТЕЛ-1020/1000	ВБТЕЛ-1020/1000	ВБТЕЛ-1020/1000	ВБТЕЛ-1020/1000	ВБТЕЛ-1020/1000	ВБТЕЛ-1020/1000	ВБТЕЛ-1020/1000
Тип ТОН/ТН/ТНП	ТОП-1-10	ТОП-1-10	ТОП-1-10	ТОП-1-10	ТОП-1-10	ТОП-1-10	ТОП-1-10	ТОП-1-10	ТОП-1-10	ТОП-1-10	ТОП-1-10	ТОП-1-10	ТОП-1-10	ТОП-1-10	ТОП-1-10
Тип ОПН/Розрядника	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6
Марка, перетин кабелю/довжина	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285
Призначення/потужність споживачів	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285
Категорія	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285












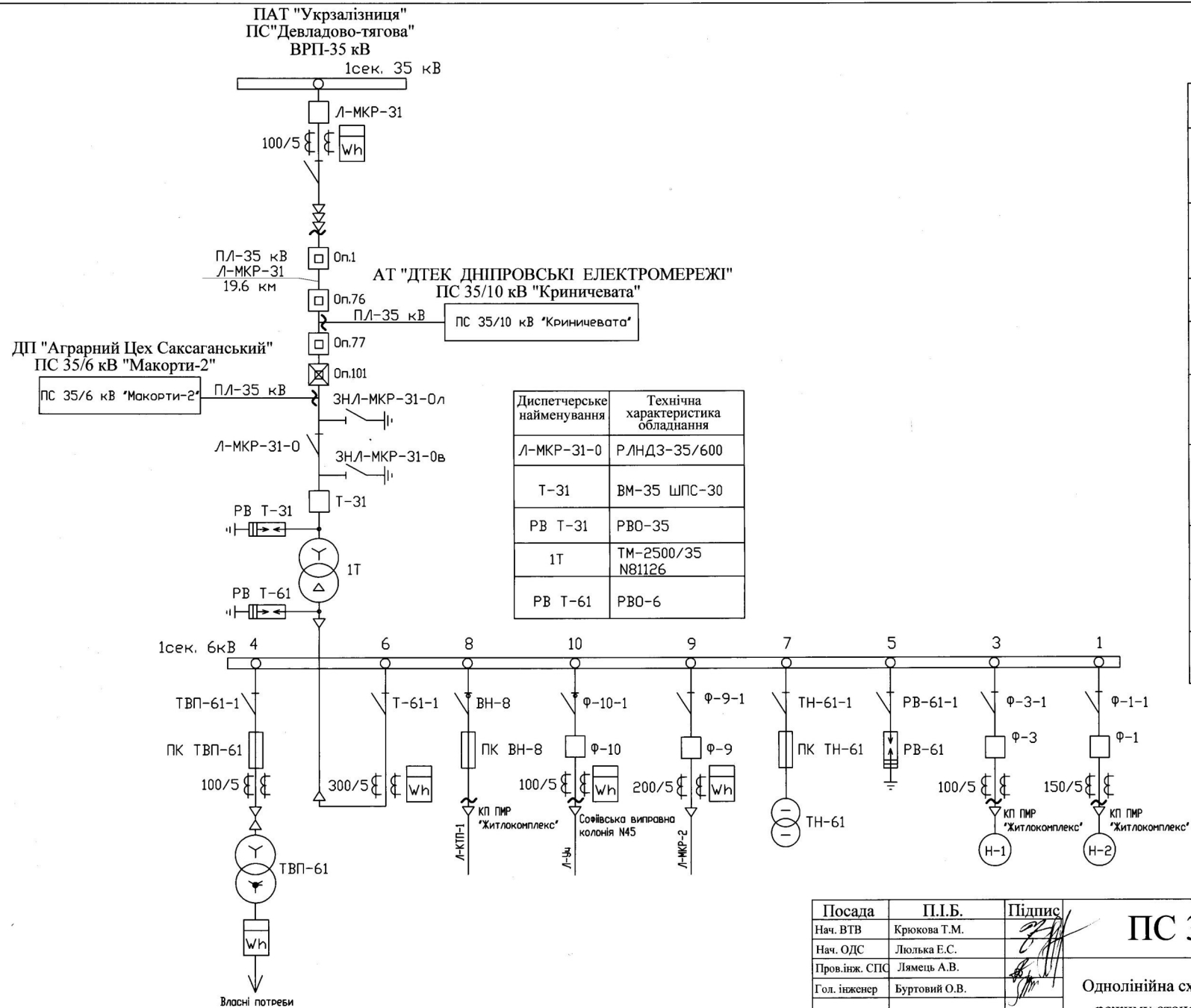
Номер копії	31	29	27	25	23	21	19	17	15	13	11	9	7	5	3
Тип копії	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285
Тип роз'єднувача	РВ-6	РВ-6	РВ-6	РВ-6	РВ-6	РВ-6	РВ-6	РВ-6	РВ-6	РВ-6	РВ-6	РВ-6	РВ-6	РВ-6	РВ-6
Тип вимикача (привід)/запобіжник (ном пл. вст)	ВБТЕЛ-1020/1000	ВБТЕЛ-1020/1000	ВБТЕЛ-1020/1000	ВБТЕЛ-1020/1000	ВБТЕЛ-1020/1000	ВБТЕЛ-1020/1000	ВБТЕЛ-1020/1000	ВБТЕЛ-1020/1000	ВБТЕЛ-1020/1000	ВБТЕЛ-1020/1000	ВБТЕЛ-1020/1000	ВБТЕЛ-1020/1000	ВБТЕЛ-1020/1000	ВБТЕЛ-1020/1000	ВБТЕЛ-1020/1000
Тип ТОН/ТН/ТНП	ТОП-1-10	ТОП-1-10	ТОП-1-10	ТОП-1-10	ТОП-1-10	ТОП-1-10	ТОП-1-10	ТОП-1-10	ТОП-1-10	ТОП-1-10	ТОП-1-10	ТОП-1-10	ТОП-1-10	ТОП-1-10	ТОП-1-10
Тип ОПН/Розрядника	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6
Марка, перетин кабелю/довжина	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285
Призначення/потужність споживачів	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285
Категорія	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285	КСО-285

Умовні позначення:

- ~ - межа балансової належності та експлуатаційної відповідальності
- - вимикач нормально включений
- - вимикач нормально відключений
- ⚡ - роз'єднувач нормально включений
- ⚡ - роз'єднувач нормально відключений



Посада	П.І.Б.	Підпис	Датум		
Нач. БТВ	Крюкова Т.М.		ПС 35/10 кв " Луч"		
Нач. ОДС	Люляка С.С.				
Пров. інж. СПС	Лямеца А.В.		Однолінійна схема нормального режиму станом на 01.01.2020р. смт. Широке, м-н Східний, 13		
тол. інж. КРЕМ	Остапенко М.І.				
Нач. дільниці ІН	Жирій О.В.		Літ.	Маса	Масштаб
					
			Арк. 4		Аркушів 73
			Дільниця Інгульцеська Криворізьких РЕМ		
Ковалив	Михайленко Н.В.				
			ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"		



Номер комірки	Тип комірки	Диспетчерське найменування	Технічна характеристика обладнання
1		Ф-1-1 Ф-1	РВ-6/400 ВВК-1 ТПЛ-6 150/5 АСБ-3х95 L=20м
3		Ф-3-1 Ф-3	РВ-6/400 ВМГ-133 ПЗ-11 ТПЛ-6 100/5 АСБ-3х95 L=20м
5		РВ-61-1 РВ-61	РВ-6/400 РВМ-6
7		ТН-61-1 ПК ТН-61 ТН-61	РВ-6/400 ПКТ-6/10А 2хНОМ-6
9		Ф-9-1 Ф-9	РВ-6/400 ВМГ-133 ПЗ-11 ТПЛ-6 200/5 АСБ-3х95 L=90м
4		ТВП-61-1 ПК ТВП-61	РВ-6/400 ПК-6 ТПЛ-6 100/5 АСБ-3х50 L=25м ТМ-63/6
6		Т-61-1	РВ-6/400 ПР-2 ТПЛ-6 300/5 ААБ-3х95 L=80м
8		ВН-8 ПК ВН-8	ВН-16 ПК-6/80А АСБ-3х95 L=22м
10		ВН-10-1 Ф-10	ВН-16 ВМП-10 ПРВА-223 ТПЛ-6 100/5

Затверджую:
Директор технічний
Ф.С.Івашук

Посада	П.І.Б.	Підпис
Нач. ВТВ	Крюкова Т.М.	
Нач. ОДС	Лялька Е.С.	
Пров.інж. СПС	Лянець А.В.	
Гол. інженер	Бурговий О.В.	
Креслив	Цісельський В.П.	

ПС 35/6кВ "Макорти"

Однолінійна схема нормального режиму станом на 01.01.2020
с. Макорти, вул. Саксаганська, 1

Літ.	Маса	Масштаб
Арк. 1		Аркушів

Жовтоводські РЕМ

ПрАТ "ПЕЕМ"ЦЕК"

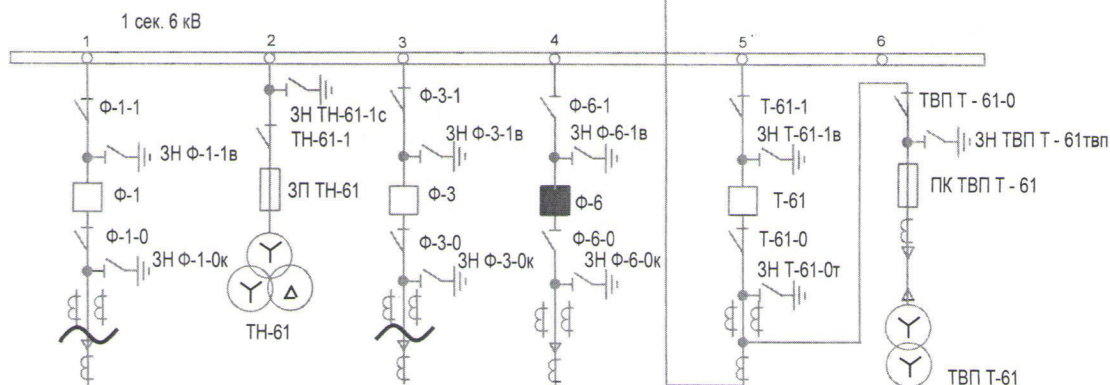
ПС "Нікопольська-150"
АТ "ДТЕК ДНІПРОВЬСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ"
ВРУ-35 кВ

ПЛ-35 кВ Л-377

оп № 16

ПС "НГ-35"
АТ "ДТЕК ДНІПРОВЬСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ"
ВРУ-35 кВ

Диспетчерське найменування	Технічна характеристика обладнання
Л-377-0	РНДЗ-2-35/630
T-31	ВМП-35-800-12,5
PВ T-31	PBC-35
1T	ТМ-2500/35/6-У1 зав. № 139453
PВ T-61	PBO-10



Номер комірки	1	2	3	4	5	6
Тип комірки	КРН-10-У1	КРН-10-У1	КРН-10-У1	КРН-10-У1	КРН-10-У1	КРН-10-У1
Тип роз'єднувача	PВЗ-10/400	PВЗ-10/400	PВЗ-10/400	PВЗ-10/400	PВЗ-10/400	PВЗ-10/400
Тип вимикача (привід)	ВВ TEL 10-20/630	ПКН001-6У3	ВВ TEL 10-20/630	ВВ TEL 10-20/630	ВВ TEL 10-20/630	ПКТ-6-5
запобіжник (Іном. пл. вст.)	ПЕ		ПЕ	ПЕ	ПЕ	
Тип ТС/ТН/ТВП	ТПЛ-10-М У2 200/5	НТМІ-1-6 6000/100/100	ТПЛ-10-М У2 150/5	ТПЛ-10-М У2 150/5	ТПЛ-10-М У2 150/5	ТМ-25-6/0,4 кВ
Тип ОПН/Розрядника						
Марка, перетин кабелю/довжина						
Приєднання, потужність споживачів	НікРЕМ	ТН-61	НікРЕМ	Резерв	Ввід 1Т	ТВП Т-61
Категорійність	3		3			

Умовні позначення:

- межа балансової належності та експлуатаційної відповідальності
- вимикач нормально включений
- вимикач нормально відключений
- роз'єднувач нормально включений
- роз'єднувач нормально відключений

Затверджую:

Директор технічний

02

01

20.01.2020



Посада	П.І.Б.	Підпис
Нач. ВТВ	Крюкова Т.М.	
Нач. ОДС	Люлька Є.С.	
Пров. інж. СПС	Лямець А.В.	
Нач.діл.ПС	Шейко Д.І.	
Креслив	Лямець А.В.	

ПС-35/6 кВ "Молзавод"

Однолінійна схема нормального режиму станом на 01.01.2020.
м. Нікополь, вул. Станіславського, 4

Літ	Маса	Масштаб
		31
Арк.		Аркушів

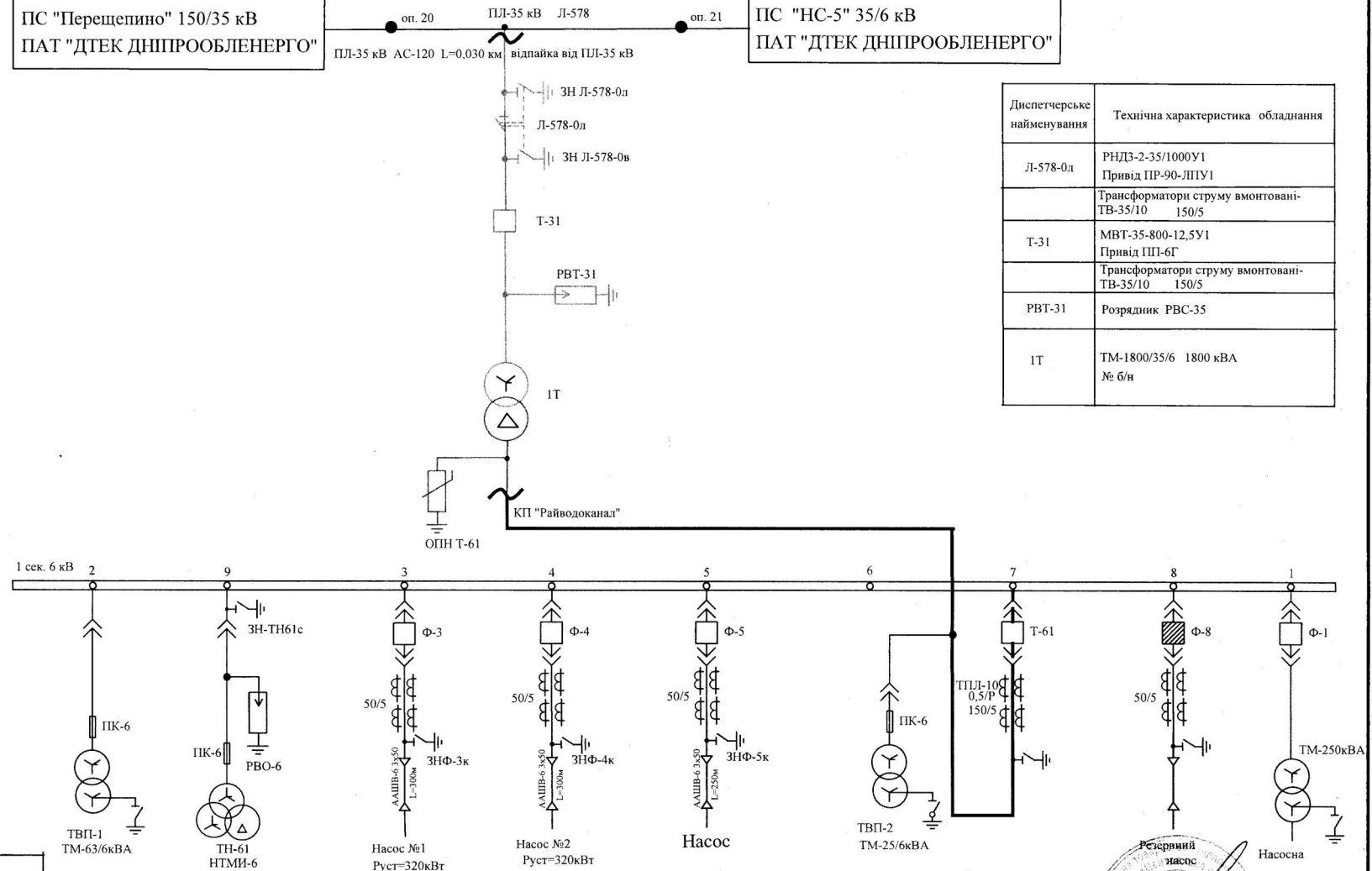
СПС

ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"

ПС "Перещепино" 150/35 кВ
ПАТ "ДТЕК ДНПРООБЛЕНЕРГО"

ПС "НС-5" 35/6 кВ
ПАТ "ДТЕК ДНПРООБЛЕНЕРГО"

Диспетчерське найменування	Технічна характеристика обладнання
Л-578-0л	РНДЗ-2-35/1000У1 Привід ПР-90-ЛПУ1
T-31	Трансформатори струму вмонтовані- ТВ-35/10 150/5 МВТ-35-800-12.5У1 Привід ПП-6Г
PBT-31	Трансформатори струму вмонтовані- ТВ-35/10 150/5 Розрядник PBC-35
IT	ТМ-1800/35/6 1800 кВА № 6/н



Номер комірки	--
Тип комірки	--
Тип роз'єднувача	--
Тип вимикача(привід)/запобіжник (ном.пл.вст.)	--
запобіжник (I ном,пл.вст.)	--
Тип ТС/ТН/ТВП	--
Тип ОПН/Розрядника	--
Марка, перетин кабелю/проводу/довжина	--
Приєднання/потужність споживачів	КП "Райводоканал" Р=800 кВт
Категорійність	3

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

- ~ - межа балансової належності та експлуатаційної відповідальності
- - вимикач нормально включений
- ▨ - вимикач нормально відключений
- / — - роз'єднувач нормально включений
- / — - роз'єднувач нормально відключений

Затверджую:
Директор технічний
"02" 01

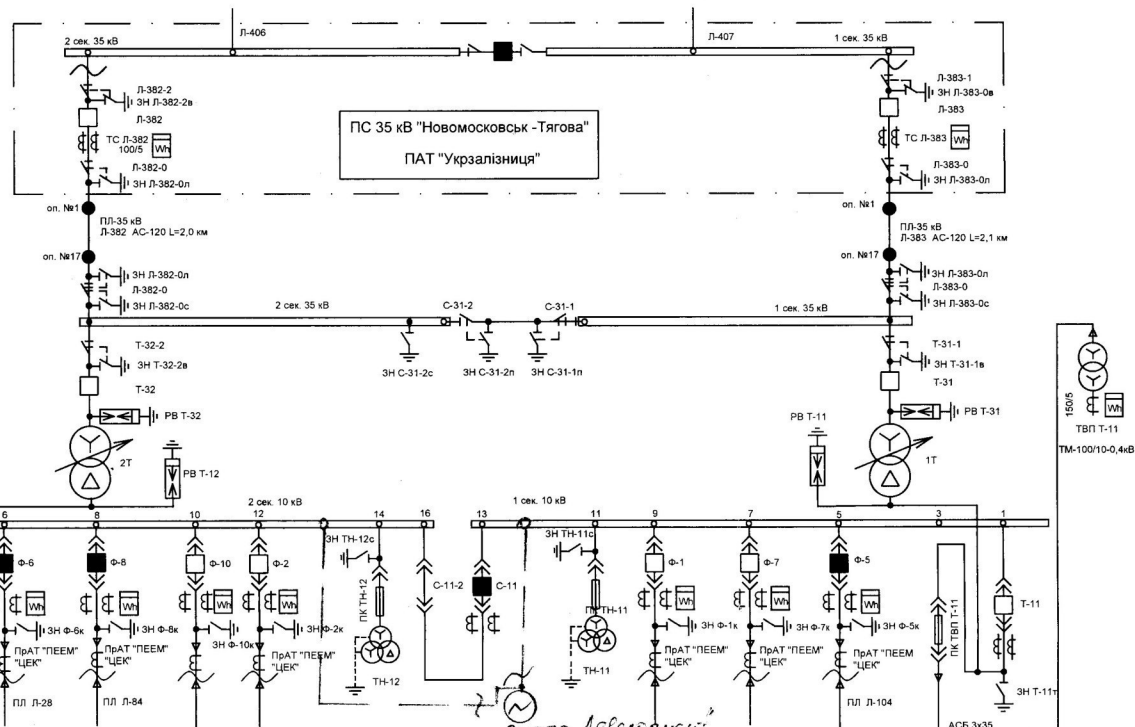
Резервний насос
Ф.С.Івашук
2020

Посада	П.І.Б	Підпис
Начальник ВТБ	Крюкова Т.М.	
Начальник ОДС	Люлька Є.С.	
Пров.інж. СПС	Лямец А.В.	
Гол.інж. ПвРЕМ	Сачко О.Г.	
Кер. ОДГ ПвРЕМ	Серединов Є.М.	
Нач.дільн. Гв	Єрмолович С.О.	
Креслив	Старостенко О.С.	

Однолінійна схема нормального режиму станом на 01.01.2020 м. Перещепино

Дільниця Гвардійська
Павлоградських РЕМ

Літ.	Маса	Масштаб
Арк.	Аркушів	
	ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"	



Диспетчерське найменування	Технічна характеристика обладнання
Л-383-1 Л-382-2	РНДЗ-35кВ РНДЗ-35кВ
Л-382 Л-383	С-35м-630-10АУ1 С-35м-630-10АУ1
ТС Л-383 ТС Л-382	ТФЗН-35кВ ТФЗН-35кВ
Л-382-0 Л-383-0	РНДЗ-2-35/1000 РНДЗ-2-35/1000
Л-382-0 Л-383-0	РНДЗ-16-35/1000 РНДЗ-16-35/1000
Т-31 Т-32 (з відокремленими трансформаторами струму)	С-35м-630-10АУ1 С-35м-630-10АУ1 ТБТ 100/200/300
РВ Т-32 РВ Т-31	РВС-10 У1 РВС-10 У1
1Т 2Т	ТМН-4000/35-У1 зав. № 124288 ТМН-4000/35-У1 зав. № 124859 Y/Δ-11 36,75 8х1,5%/10,5
РВ Т-12 РВ Т-11	РВС-10 У1 РВС-10 У1

Номер комірці	2	4	6	8	10	12	14	16	13	11	9	7	5	3	1
Тип комірці	КРУ-2	КРУ-2	КРУ-2	КРУ-2	КРУ-2-10-20 У3	КРУ-2	КРУ-2	КРУ-2	КРУ-2	КРУ-2	КРУ-2	КРУ-2	КРУ-2	КРУ-2	КРУ-2
Тип роз'єднувача															
Тип виконавця (привід)/запобіжник (ном. пл. вст)	ВМПП-10		ВМПП-10к	ВМПП-10к	ВВ/ТЕЛ-10-20/630У2 ПЗ	ВМПП-10			ВМПП-10	ВМПП-10-630	ВМПП-10-630-20	ВВ/ТЕЛ-10-20/630У2 ПЗ	ВМПП-10к		ВМПП-10
Тип ТС/ТН/ТВП	400/5		150/5	100/5	ТТЛ-10 200/5	100/5	НТМН-10		400/5	НТМН-10	100/5	ТТЛ-10 200/5	200/5		400/5
Тип ОПН/Розрядника															
Марка, перетин кабелю/дрозина															
Присланий/потужність споживачів	Вид 2Т	ТВП №2	Новом. РЕМ	Новом. РЕМ	ТОВ "Ін Фуа" Р=1500 кВт	ТОВ "НЕОМАКС" Р=700 кВт	ТН-12	С-11-2	С-11	ТН-11	ТОВ "Кабельний завод "Енергопром" Р=800 кВт	ТОВ "Ін Фуа" Р=1500 кВт	Новом. РЕМ	ТВП №1	Вид 1Т
Категорійність															

Умовні позначення:

- ~ - межа балансової належності та експлуатаційної відповідальності
- - вимикач нормально включений
- - вимикач нормально відключений
- + - роз'єднувач нормально включений
- - роз'єднувач нормально відключений

Затверджую:

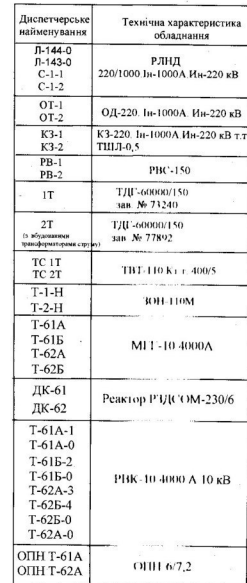
Директор технічний

Ф.Г. Івашук

02 01 2023

Посада	П.І.Б.	Підпис	ПС-35/10 кВ "НМФ"
Нач. ВТБ	Крюкова Т.М.		
Нач. ОДС	Людська Є.С.		
Пр. ін. СПС	Лямець А.В.		
Нач. дільн. Г.В.	Срмлович С.О.		
Креслив	Старостенко О.Є.		
Однoliniна схема нормального режиму станом на 01.01.20. м. Новомосковськ			Літ. Маса Месштаб
СПС			Арх. Аркуші
Пр.АТ "ПЕЕМ "ЦЕК"			

0 $L=0,5$ км



Посади	П.Б.
С.с.р. майстер	Воронев А.В.
В.с.р. майстер	Козир О.В.
С.с.р. майстер	Остапенко М.І.
С.с.р. майстер	Ляметья А.В.
Пос. майстер	Львоцька Є.С.
Пос. майстер	Крюкова Т.М.
В.с.р. майстер	Дударова В.С.

Схема однолинейная
нормального режима
станом на 02.01.2020

Криворізькі РІМ

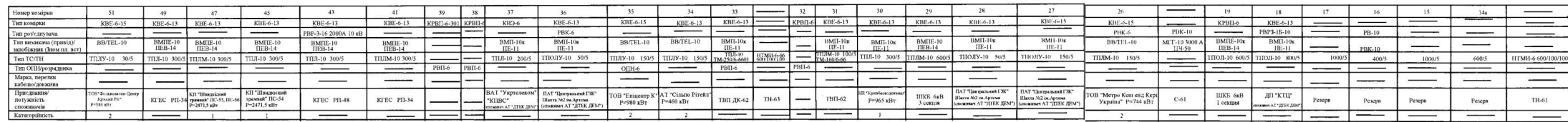
Літ	Маса	Масштаб






Арк.	Аркушів
------	---------

ПрАТ "ПЕЕМ "ІФБ"

ПС 330 кВ "Криворізька"

1 сек 150 м



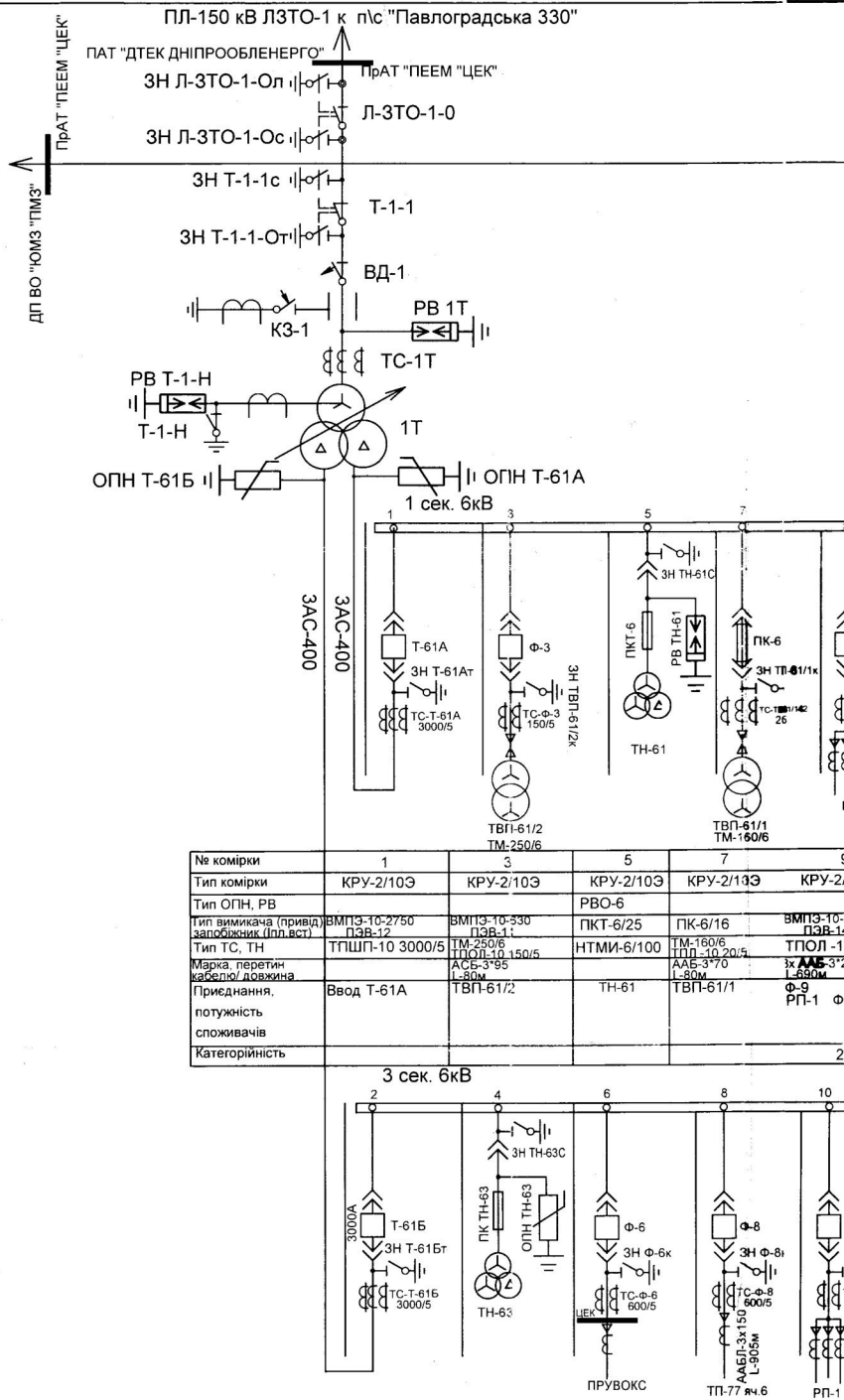
-  - межа балансової належності та експлуатаційної відповідальності
-  - вимикач нормально включений
-  - вимикач нормально відключений
-  - роз'єднувач нормально включений
-  - роз'єднувач нормально відключений

Л-3ТО-1	Роз'єднувач
Л-3ТО-2	РНД-(3)2-150/1000 150кВ, 1000А
С-1-1	РНД-(3)16-150/1000
С-1-2	150кВ, 1000А
Т-1-1	РНД-(3)2-150/1000
Т-2-2	150кВ, 1000А
ВД-1, ВД-2	ОД-150М (630) 150кВ, 630А
КЗ-1, КЗ-2	КЗ-220М 220кВ.
РВ Т-1, РВ Т-2	РВМГ -150М 150кВ.
ТС-1Т, ТС-2Т	Вмонтовані трансформатори струму 200-300-400-600/5А
1Т	Трансформатори силові
2Т	ТРДН-32000/150-У1 32000/16000/16000 кВА
Т-1-Н, Т-2-Н	30Н-110М
РВ Т-1-Н, РВ Т-2-Н	РВС-15, РВС-20, РВС-35
ОПН-61А, ОПН-61Б	ОПНп-6
ОПН-62А, ОПН-62Б	

Збірні шини 6кВ.	
КОМІРКИ	ВМП-10Э/3000, ВМП-10К, ВВТЕЛ 2000А
КРУ 2-10Э	ОПН-РТ/ТЕЛ 6
КРУ 2-10Э-2750	ТПЛ-10
	ТПОЛУ-10
	ТПШП-10
	ТМ-250/6
	ТМ-160/6
	НТМИ-6; РВО-6
	Тр-ри земляного захисту ТЗЛ

Збірні шини 6кВ.	
КОМІРКИ	ВМП-10К, ВВТЕЛ 2000А
КРУ 2-10Э	ОПН-РТ/ТЕЛ 6
КРУ 2-10Э-2750	ТПЛ-10
	ТПОЛ-10
	ТМ-250/6
	ТМ-100/6
	НТМИ-6; РВО-6
	Тр-ри земляного захисту ТЗЛ

п/с "ПМ3-2 150/10/6" ЗТ



№ комірки	1	3	5	7	9
Тип комірки	КРУ-2/10Э	КРУ-2/10Э	КРУ-2/10Э	КРУ-2/10Э	КРУ-2/10Э
Тип ОПН, РВ			РВО-6		
Тип вимикача (привід)	ВМП3-10-2750	ВМП3-10-530	ПКТ-6/25	ПК-6/16	ВМП3-10-1000
запобіжник (пол.вст)	ПЗВ-12	ПЗВ-11			ПЗВ-11
Тип ТС, ТН	ТПШП-10 3000/5	ТМ-250/6	НТМИ-6/100	ТМ-160/6	ТПОЛ-10 800/
Марка, перетин кабелю/ довжина		ААБЛ-3*150 L-80М		ААБЛ-3*150 L-80М	ААБЛ-3*240 L-80М
Приєднання, потужність споживачів	Ввод Т-61А	ТВП-61/2	ТН-61	ТВП-61/1	Ф-9 РП-1
Категорійність					2

№ комірки	2	4	6	8	10	12
Тип комірки	КРУ-2/10Э	КРУ-2/10Э	КРУ-2/10Э	КРУ-2/10Э	КРУ-2/10Э	КРУ-2/10Э
Тип ОПН, РВ		ОПН-6				
Тип вимикача (привід)	ВМП3-10-2750	ПКТ-6/25	ВМП3-10-530	ВМП3-10-530	ВМП3-10-1000	ВМП3-10-1000
запобіжник (пол.вст)	ПЗВ-12	ПЗВ-11	ПЗВ-11	ПЗВ-11	ПЗВ-11	ПЗВ-11
Тип ТС, ТН	ТПШП-10 3000/5	НТМИ-6/100			ТПОЛ-10 800/	ТПОЛ-10 800/
Марка, перетин кабелю/ довжина		ААБЛ-3*240 L-80М	ААБЛ-3*150 L-80М	ААБЛ-3*150 L-80М	3х ААБЛ-3*240 L-80М	ААБЛ-3*240 L-80М
Приєднання, потужність споживачів	Ввод Т-61А	ТН-63	Ф-6 ПРУВОКС ПАТ "ДТЕК"	Ф-8 ТП-77 ком.6	Ф-10 РП-1	Ф-12 РП-1
Категорійність			2	2	2	2

Умовні позначення:

— - межа балансової належності та експлуатаційної відповідальності

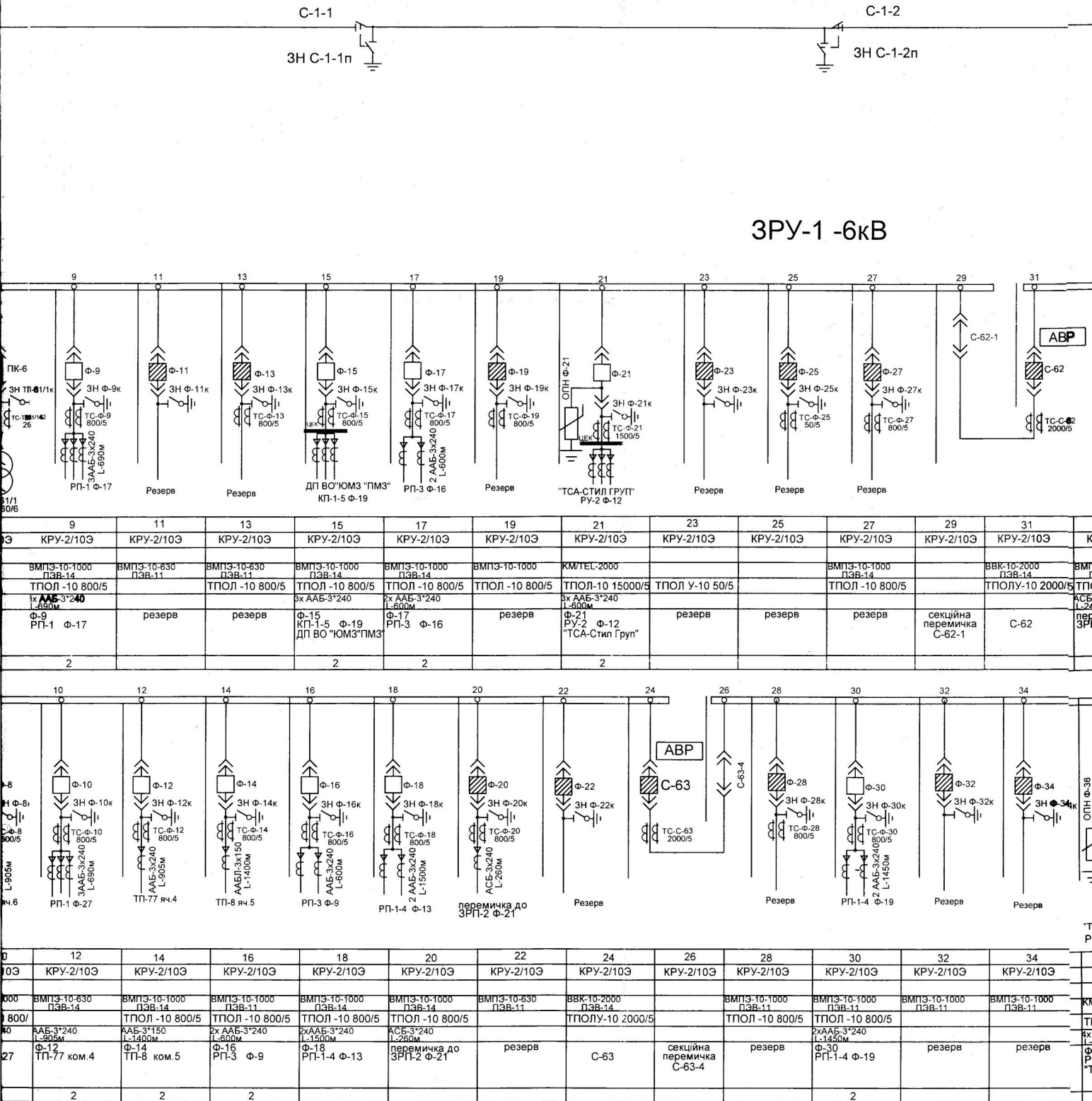
□ - вимикач нормально включений

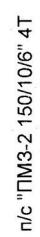
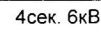
▨ - вимикач нормально відключений







⚡ - роз'єднувач нормально включений

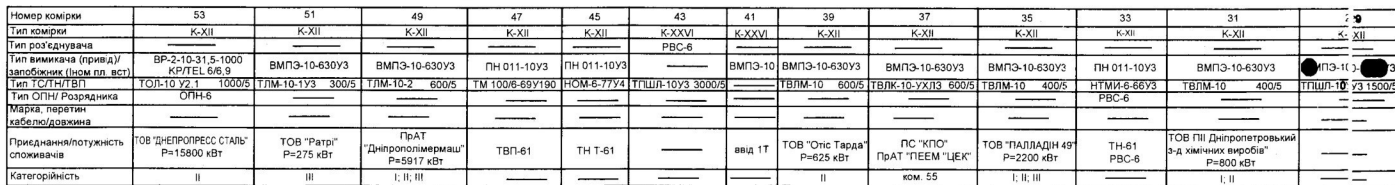
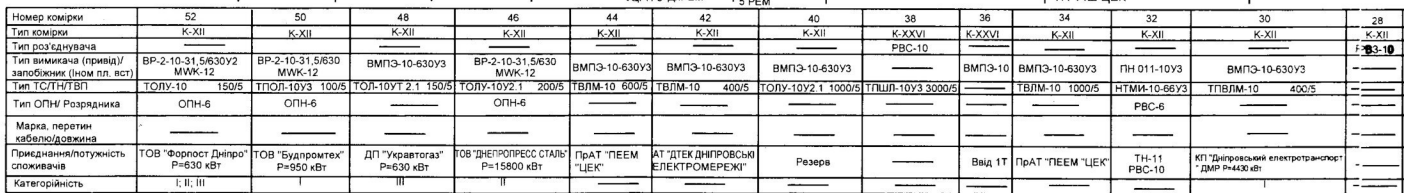
⚡ - роз'єднувач нормально відключений






3PY-1 -6kB



3AC-400

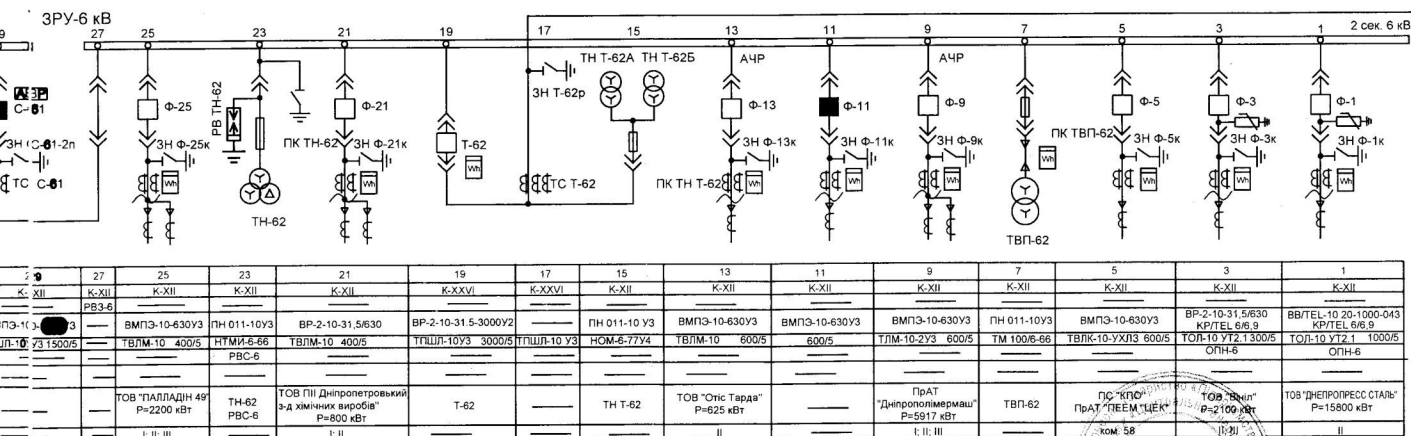
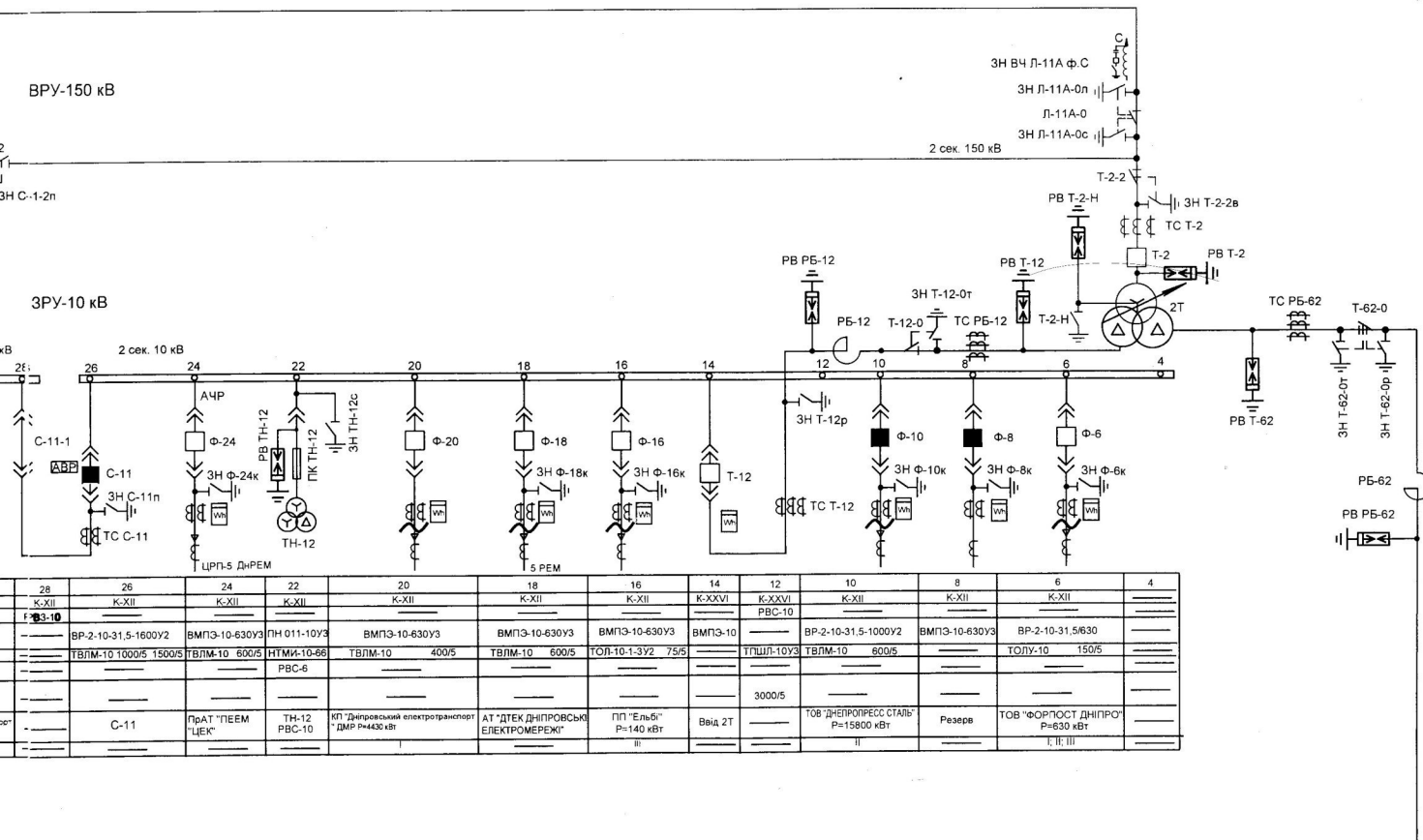
Посада	П. І. Б.	Підпис
Нач. ВТВ	Крюкова Т.М.	
Нач. ОДС	Люлька Є.С.	
Нач. СПС	Лямець А.В.	
Гол. Інженер	Сачко О.Г.	
Ст. майстер	Качала О.Г.	
Керівник ОДГ	Середінов Є.М.	
Креслив	Середінов Є.М.	



-  - межа балансової належності та експлуатаційної відповідальності
-  - вимикач нормально включений
-  - вимикач нормально відключений
-  - роз'єднувач нормально включений
-  - роз'єднувач нормально відключений






C-1-2n

ЗРУ-10 кВ



Директор технічний

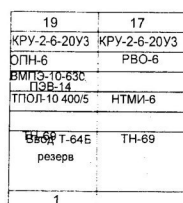
02 01

Посада	П.І.Б.	Підпис
Нач. ВТВ	Крюкова Т.М.	
Нач. ОДС	Людська Є.С.	
Пров. інс. СПС	Лямець А.В.	
Нач. дп. ПС	Шейко Д.І.	
Креслив	Лямець А.В.	

Однолінійна схема нормального режиму станом на 01.01.2020.
м. Дніпро
пр. Богдана Хмельницького 147 Г

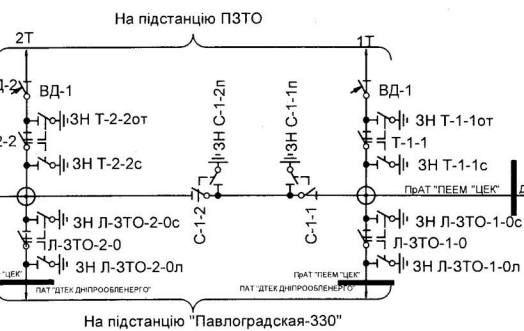
СПС

ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"



ПрАТ "ПЕЕМ"ЦЕК"

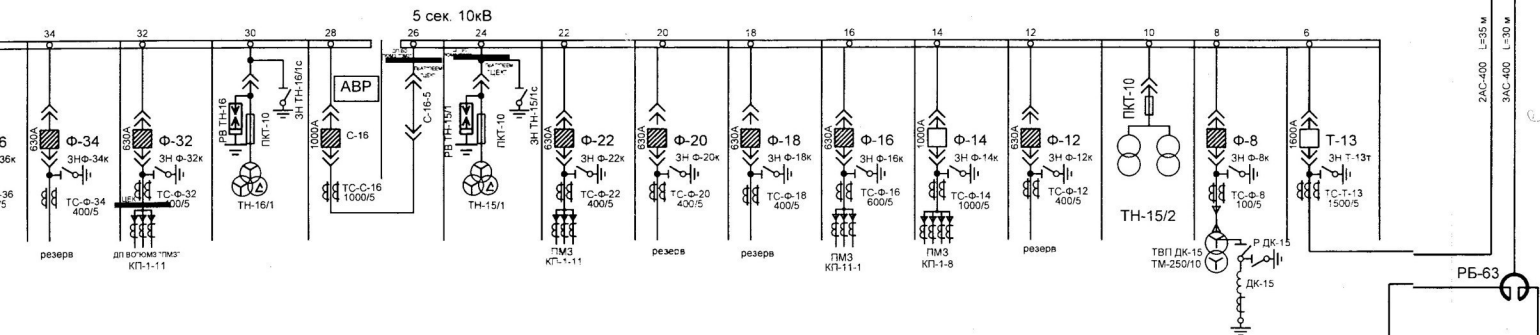
ВРУ-150 КВ



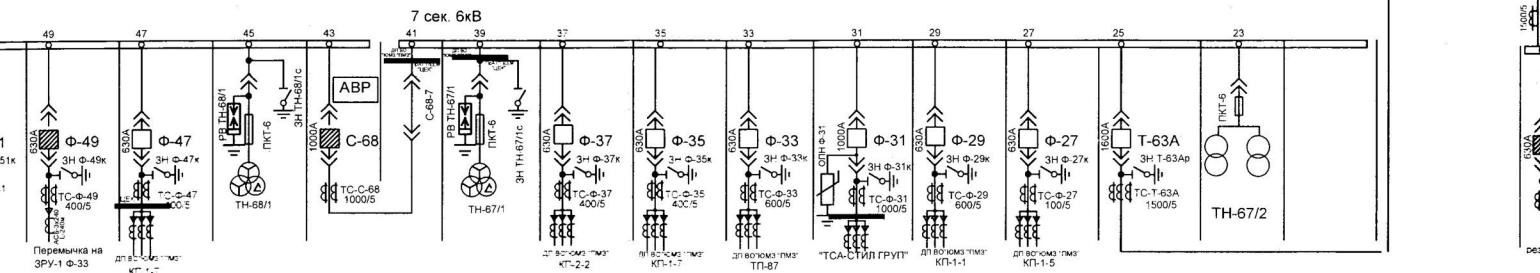
1 сек. 150 кБ

AC-120/19

ЗРУ-2-6/ 10 кВ



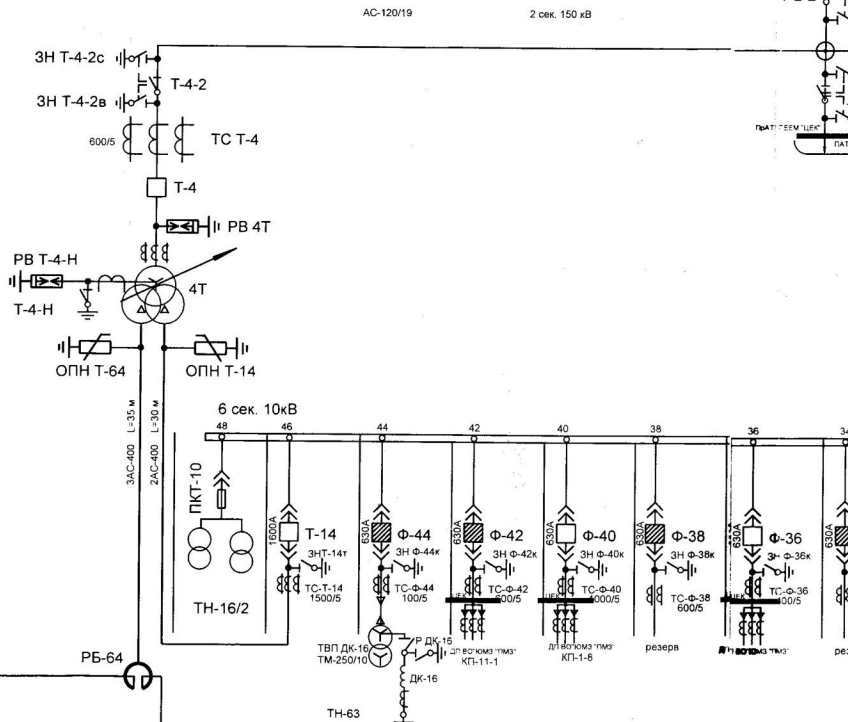
34	32	30	28	26	24	22	20	18	16	14	12	10	8	6
КР-2-10-20У3	КР-2-10-20У3	КР-2-10-20У3	КР-2-10-20У3	КР-2-10-20У3	КР-2-10-20У3	КР-2-10-20У3	КР-2-10-20У3	КР-2-10-20У3	КР-2-10-20У3	КР-2-10-20У3	КР-2-10-20У3	КР-2-10-20У3	КР-2-10-20У3	КР-2-10-20У3
		РБО-10			РБО-10									
ВМП3-10-630 ПЗВ-14	ВМП3-10-630 ПЗВ-14		ВМП3-10-1000 ПЗВ-14			ВМП3-10-630 ПЗВ-14	ВМП3-10-630 ПЗВ-14	ВМП3-10-630 ПЗВ-14	ВМП3-10-630 ПЗВ-14	ВМП3-10-1000 ПЗВ-14	ВМП3-10-630 ПЗВ-14		ВМП3-10-630 ПЗВ-14	ВМП3-10-1600 ПЗВ-14
ТГОЛ-10 400/5		НТМИ-10	ТГОЛ-10 1000/5		НТМИ-10	ТГОЛ-10 400/5	ТГОЛ-10 400/5	ТГОЛ-10 400/5	ТГОЛ-10 400/5	ТГОЛ-10 600/5	ТГОЛ-10 1000/5	ТГОЛ-10 400/5	2 x НОМ-10	ТГОЛ-10 100/5
	3хАСБ-3*240					3хАСБ-3*240			3хАСБ-3*240	4хАСБ-3*240				
резерв	Ф-32 КП-1-11 ДП ВОСКОМЗ ТМЗ	ТН-16/1	С-16	С-16-5 секция перемичка	ТН-15/1	Ф-22 КП-1-11 ДП ВОСКОМЗ ТМЗ	резерв	резерв	Ф-16 КП-1-8 ДП ВОСКОМЗ ТМЗ	Ф-14 КП-1-8 ДП ВОСКОМЗ ТМЗ	резерв	ТН-15/2	ТВГ ДК-15	Ввод Т-15
	2					2			2	2				



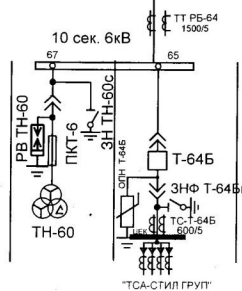
49	47	45	43	89	39	37	35	33	31	29	27	25	23
КРУ-2-6-20У3	КРУ-2-6-20У3	КРУ-2-6-20У3 РВО-6	КРУ-2-6-20У3	КРУ-2-6-20У3	КРУ-2-6-20У3 РВО-6	КРУ-2-6-20У3	КРУ-2-6-20У3	КРУ-2-6-20У3	КРУ-2-6-20У3	КРУ-2-6-20У3	КРУ-2-6-20У3	КРУ-2-6-20У3	КРУ-2-6-20У3
ВМП3-10-630 ПВБ-14 ТПОЛ-10 400/5	ВМП3-10-630 ПВБ-14 ТПОЛ-10 400/5	ВМП3-10-630 ПВБ-14 ТПОЛ-10 400/5 НТМИ-6	ВМП3-10-1000 ПВБ-14 ТПОЛ-10 1000/5	ВМП3-10-630 ПВБ-14 ТПОЛ-10 400/5 НТМИ-6	ВМП3-10-630 ПВБ-14 ТПОЛ-10 400/5	ВМП3-10-630 ПВБ-14 ТПОЛ-10 400/5	ВМП3-10-630 ПВБ-14 ТПОЛ-10 600/5	ВМП3-10-630 ПВБ-14 ТПОЛ-10 600/5	ВВ ТЕЛ 2000F ТПОЛ-10 1000/5	ВМП3-10-630 ПВБ-14 ТПОЛ-10 800/5	ВМП3-10-630 ПВБ-14 ТПОЛ-10 800/5	ВМП3-10-1500 ПВБ-14 ТПОЛ-10 1500/5	2 x НОМ-6
АСБ-3*240 L-240M	ЗХАСБ-3*240	ЗХАСБ-3*240			ЗХАСБ-3*240	ЗХАСБ-3*240	ЗХАСБ-3*240	ЗХАСБ-3*240	ЗХАСБ-3*240	ЗХАСБ-3*240	ЗХАСБ-3*240	ЗХАСБ-3*240	
перемичка до ТП1-1 Ф-33	Ф-47 КП1-1 дл. 90 км/з тм/м	ТН-68/1	С-68	С-68-7 с/с-2 дл. 90 км/з тм/м	ТН-67.1	Ф-37 КП1-1 дл. 90 км/з тм/м	Ф-35 КП1-1 дл. 90 км/з тм/м	Ф-33 КП1-1 дл. 90 км/з тм/м	Ф-31 ТСА-Стил Груп	Ф-29 КП1-1 дл. 90 км/з тм/м	Ф-33 КП1-1 дл. 90 км/з тм/м	Ввод Т-63А	ТН-67/2
2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	2		

T-4-2	Роз'єднувач РНД-(3)2-150/1000 У1 150кВ, 1000А
ТС Т-4	Трансформатори струму ТФЗМ-150А-У1 600/5А
Т-4	Елегазовий вимикач "Areva" GL-313 F1SFN
РВ-4Т	РВМГ-150М, 150кВ
ТС 4Т	Вмонтовані трансформатори струму 200-300-400-600/5А
4Т	Трансформатори силові ТРДМ-32000/150-У1 32000/16000/16000 кВА 158+8х1,5/10,5/6,3 кВ
Т-4-Н, РВ Т-4-Н	30Н-110М РВМ-15
ОПН Т-64, ОПН Т-14	Обмежувач перенапруги ОПНн-6,3 ОПНн-10,5

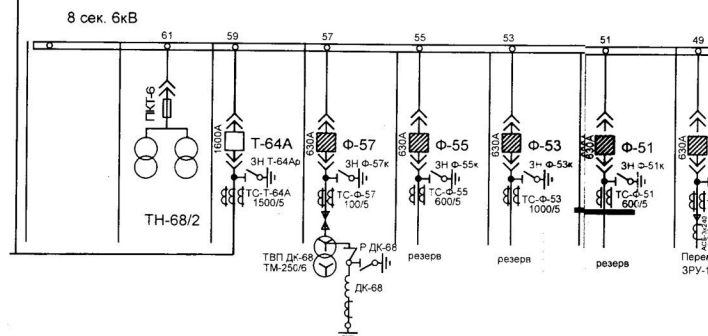
Комірки КРУ-2-10-20 У3	Збірні шини 10 кВ
	Вимикач масляний ВМПЗ-10 630, 1000, 1600А
	Трансформатори напруги НТМИ-10-66, НОМ-10
	Трансформатори струму ТПЛ-10-0,5/р, ТПОЛ-10
	Тр-ри земляного захисту ТЗЛ
	Трансформатори ТМ-250/10
	Роз'єднувачі РНД 3/6 35/1000У1
	Котушки дугогасіння 10кВ РЗДСОМ-380/10кВ
	Реактор РБСДГ-10 2Х1600-0,35
	Збірні шини 6 кВ
Комірки КРУ-2-6-20 У3	Вимикач масляний ВМПЗ-6 630...1600А
	Вимикач вакуумний ВВ TEL 2000F
	ОПН-РТ/TEL6
	Трансформатори напруги НТМИ-6-66, НОМ-6
	РВП-6
	Трансформатори струму ТПЛ-10-0,5/р, ТПОЛ-10
	Тр-ри земляного захисту ТЗЛ
	Трансформатори ТМ-250/6
	Роз'єднувачі РНД 3/6 35/1000У1
	Котушки дугогасіння РЗДСОМ-230/6кВ
Комірки КРУ-2-6-20 У3	Трансформатор ТПЛ-6 50/5А



№ комірки	48	46	44	42	40	38	36	34
Тип комірки	КРУ-2-10-20У3	КРУ-2-10-20У3	КРУ-2-10-20У3	КРУ-2-10-20У3	КРУ-2-10-20У3	КРУ-2-10-20У3	КРУ-2-10-20У3	КРУ-2-10-20У3
Тип ОПН, РВ								
Тип вимикача (привід, запобіжник, полюс)		ВМПЗ-10-1600 ПЗВ-14	ВМПЗ-10-1600 ПЗВ-14	ВМПЗ-10-630 ПЗВ-14	ВМПЗ-10-1000 ПЗВ-14	ВМПЗ-10-630 ПЗВ-14	ВМПЗ-10-630 ПЗВ-14	ВМПЗ-10-630 ПЗВ-14
Тип ТС, ТН		2 x НОМ-10-203	ТПОЛ-10 1500/5	ТПОЛ-10 100/5	ТПОЛ-10 600/5	ТПОЛ-10 1000/5	ТПОЛ-10 600/5	ТПОЛ-10 400/5
Марка, перетин кабелю/довжина			ТВП ДК-16	Ф-42	Ф-40	резерв	резерв	резерв
Приєднання, потужність	ТН-16/2	Ввод Т-14	ТВП ДК-16	Ф-42 КЛ-11-1	Ф-40 КЛ-1-8	резерв	резерв	резерв
Споживачів				2	2		2	
Категорійність								



№ комірки	67	65
Тип комірки	КРУ-2-6-20У3	КРУ-2-6-20У3
Тип ОПН, РВ	РВО-6	ОПН-РТ/TEL6
Тип вимикача (привід, запобіжник, полюс)		ВВ TEL 2000F
Тип ТС, ТН	НТМИ-6	ТПОЛ-10 1500/5
Марка, перетин кабелю/довжина		4xАСБ-3*240
Приєднання, потужність	ТН-80	Ввод Т-64Б
Споживачів		ТСА-Стил Груп
Категорійність		1




61	59	57	55	53	51	49
КРУ-2-6-20У3	КРУ-2-6-20У3	КРУ-2-6-20У3	КРУ-2-6-20У3	КРУ-2-6-20У3	КРУ-2-6-20У3	КРУ-2-6-20У3
	ВМПЗ-10-1600 ПЗВ-14	ВМПЗ-10-630 ПЗВ-14	ВМПЗ-10-630 ПЗВ-14	ВМПЗ-10-1000 ПЗВ-14	ВМПЗ-10-630 ПЗВ-14	ВМПЗ-10-630 ПЗВ-14
2 x НОМ-6	ТПОЛ-10 1500/5	ТПОЛ-10 100/5	ТПОЛ-10 600/5	ТПОЛ-10 1000/5	ТПОЛ-10 600/5	ТПОЛ-10 400/5
ТН-68/2	Ввод Т-64А	ТВП ДК-68	резерв	резерв	резерв	АСБ-3*240 Л-240м
						перемикач ЗРП-1

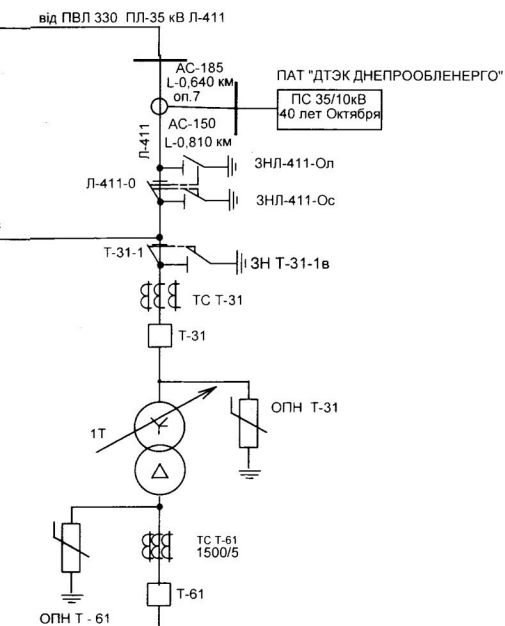
від Г



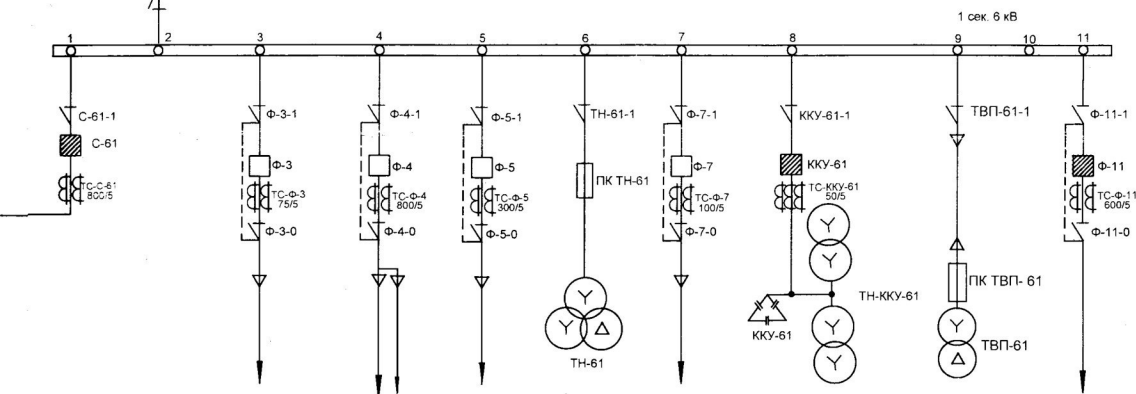
— - межа балансової належності та експлуатаційної відповідальності

 - вимикач нормально відключений

\perp - роз'єднувач нормально відключений



Диспетчерське найменування	Тип обладнання
Л-411-0 Л-414-0	РДЗ-2-35/1000
Т-31-1 Т-32-2	РДЗ-35/1000
С-31-1 С-31-2	РДЗ-2-35/1000
ТС Т-31 ТС Т-32	ТРО 70.11
Т-31 Т-32	ВкВ, ВР-35НС
ОПН Т-31 ОПН Т-32	ОПНн 35/40.5
1Т 2Т	ТДНС-10000-35/6
ОПН Т-61 ОПН Т-62	ОПНКС-6
Т-61-1	РЛН-10-200
Т-61 Т-62	ВМП-10-1000



1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
КСО	КСО	КСО	КСО	КСО	КСО	КСО	КСО	КСО		КСО
РВ-6/400	РВК-Ш-10/2000	РВ-6/1000	РВ-6/400	РВ-6/400	РВ-6/400	РВ-6/1000	РВ-6/400	РВ-6/400		РВ-6/1000
ВМП-10-1000 А ПД-67	ВМП-10-1000 А ПД-67	ВМГ-133 ПРБА	ВМГ-10-1000 А ПД-67	ВМГ-133 ПРБА	ПКТ-10/25	ВМГ-133 ПРБА	ВМГ-133 ПРБА	ПК-6/40		ВМГ-10 ПД-67
ТПЛ-10 800/5	ТПЛ-10 1500/5	ТПЛ-10 75/5	ТПЛ-10 800/5	ТПЛ-10 300/5	НТМИ-6	ТПЛ-10 1000/5	НОМ-6 ТПЛ-10 50/5	ТМ-40/6/0,22		ТПЛ-10 600/5
секційний вимикач С-61	Т-61 Ввод № 1	ТП-4Л ТП-4А	АДШБ-3/50 L-250М	2х АДШБ-3/50 L-300 М	ТП-2Л	ТН-62	ККУ-61	ТВП-61	резерв	резерв
			РП-Компресорна ком.7			ТП-1Л 1Т				
		3		3		3				

Директор технічний

Затверджую:
Іващук Ф.С.

03 01 2020 р.

Посада	П.І.Б.	Підпис
Нач. ВТВ	Крюкова Т.М.	
Нач. ОДС	Лялюк А.С.	
Нач. СПС	Лямець А.В.	
Гол. Інженер	Сачко О.Т.	
Ст. майстер	Качала О.Г.	
Керівник ОДГ	Середінов Є.М.	
Креслив	Середінов Є.М.	

ПС 35/ 6 кВ "Палмаш"

Однолінійна схема
нормального режиму
станом на 01.01.2020 р.

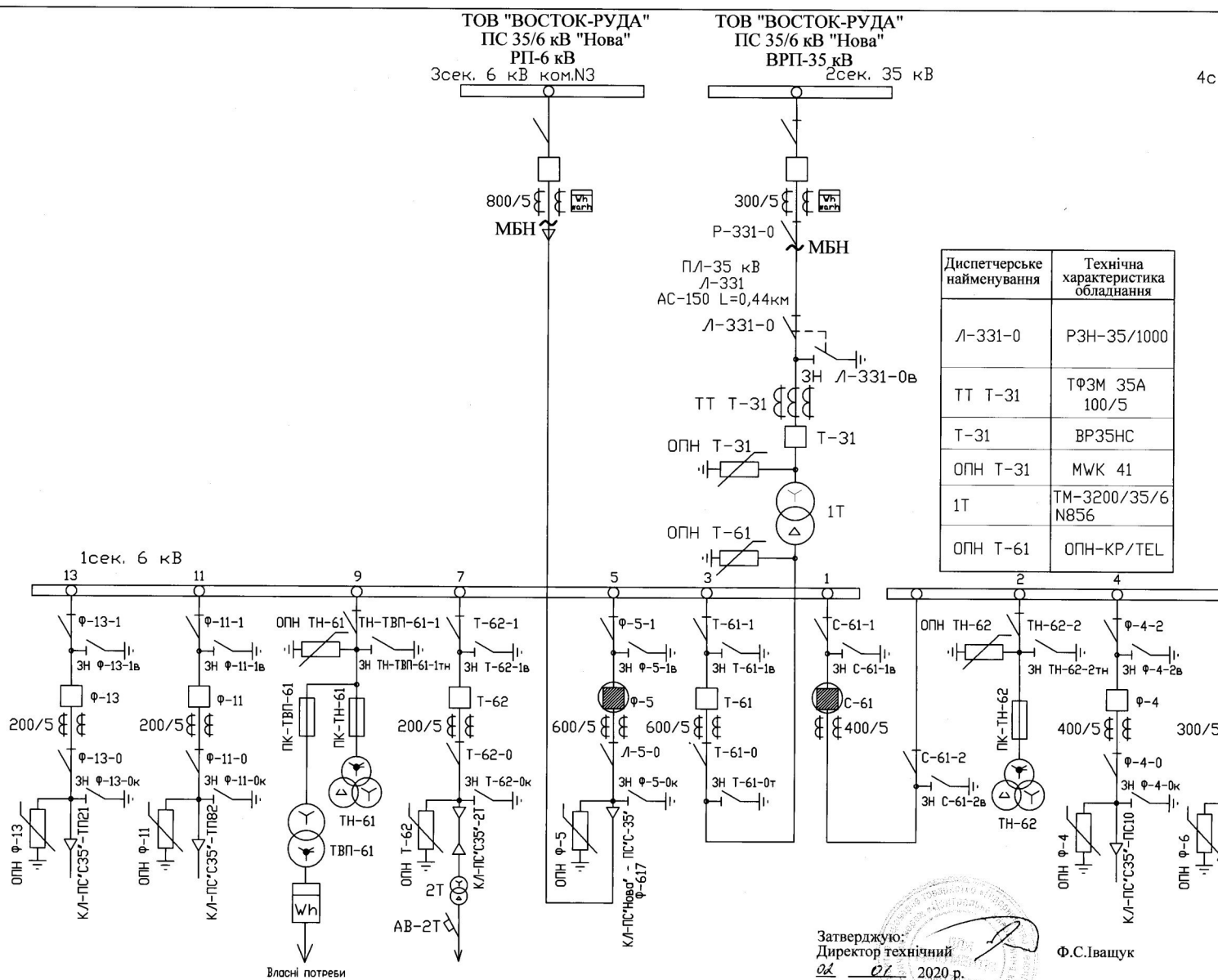
Літ. Масса Масштаб

Арк 1 | Аркушів 1

Павлоградські РЕМ

ПРАТ "ПЕЕМ"ЦЕК"

Номер комірки	Тип комірки	Диспетчерське найменування	Технічна характеристика обладнання
1		C-61-1 C-61	PВФ3-10/1000 ВВ/TEL-10-20/1000 ТОЛ-10 400/5 (0,5/10P) РВ3-10/1000
3		T-61-1 T-61 T-61-0	PВФ3-10/1000 ВВ/TEL-10-20/1000 ТОЛ-10 600/5 (0,5/10P) РВ3-10/1000
5		Ф-5-1 Ф-5 Л-5-0 ОПН Ф-5 КЛ-ПС*С35'-Н-1	PВФ3-10/630 ВВ/TEL-10-20/630 ТОЛ-10 600/5 (0,5/10P) РВ3-10/630 КР/TEL-6/6,6 2 АСБ 3x120 L=2x1300
7		T-62-1 T-62 T-62-0 ОПН T-62 КЛ-ПС*С35'-2Т 2Т	PВФ3-10/630 ВВ/TEL-10-20/630 ТОЛ-10 200/5 (0,5S/10P) РВ3-10/630 КР/TEL-6/6,6 СБ 3x50 ТМ-400 N288795
9		ТН-ТВП-61-1 ОПН ТН-61 ПК-ТВП-61 ПК-ТН-61 ТН-61 ТВП-61	PВФ3-10/630 КР/TEL-6/6,6 ПКН011-10 ПКТ011-06 НАМИ-6 ТСКС-25/6/0,4
11		Ф-11-1 Ф-11 Ф-11-0 ОПН Ф-11 КЛ-ПС*С35'-ТН82	PВФ3-10/630 ВВ/TEL-10-20/630 ТОЛ-10 200/5 (0,5/10P) РВ3-10/630 КР/TEL-6/6,6 СБ 3x70 L=253 м
13		Ф-13-1 Ф-13 Ф-13-0 ОПН Ф-13 КЛ-ПС*С35'-ТН21	PВФ3-10/630 ВВ/TEL-10-20/630 ТОЛ-10 200/5 (0,5/10P) РВ3-10/630 КР/TEL-6/6,6 СБ 3x50 L=250 м
2		ТН-62-2 ОПН ТН-62 ПК-ТН-62 ТН-62	PВФ3-10/630 КР/TEL-6/6,6 ПКН011-10 У3 НАМИ-6
4		Ф-4-2 Ф-4 Ф-4-0 ОПН Ф-4 КЛ-ПС*С35'-ПС10	PВФ3-10/630 ВВ/TEL-10-20/630 ТОЛ-10 400/5 (0,5/10P) РВ3-10/630 КР/TEL-6/6,6 СБ-3x185 L=1580м
6		Ф-6-2 Ф-6 Ф-6-0 ОПН Ф-6 ПЛ-ПС*С35'-ПС1	PВФ3-10/630 ВВ/TEL-10-20/630 ТОЛ-10 300/5 (0,5/10P) РВ3-10/630 КР/TEL-6/6,6 Ллініи=7450 м
8		Ф-8-2 Ф-8 Ф-8-0 ОПН Ф-8 КЛ-ПС*С35'-Н-II	PВФ3-10/630 ВВ/TEL-10-20/630 ТОЛ-10 300/5 (0,5/10P) РВ3-10/630 КР/TEL-6/6,6 АСБ-3x150 L=400м
10		T-63-2 T-63 T-63-0 ОПН T-63 КЛ-ПС*С35'-3Т P-3Т 3Т	PВФ3-10/630 ВВ/TEL-10-20/630 ТОЛ-10 200/5 (0,5s/10P) РВФ3-10/630 КР/TEL-6/6,6 ААБ 3x35 РВ3-10/630 ТМ-250 N748457



Диспетчерське найменування	Технічна характеристика обладнання
Л-331-0	РЗН-35/1000
ТТ Т-31	ТФЗМ 35А 100/5
Т-31	ВР35НС
ОПН Т-31	МВК 41
1Т	ТМ-3200/35/6 N856
ОПН Т-61	ОПН-КР/TEL

Умовні позначення :	
~	межа балансової належності та експлуатаційної відповідальності
□	вимикач нормально увімкнений
■	вимикач нормально вимкнений
Wh	прилад обліку
+	роз'єднувач нормально увімкнений
+	роз'єднувач нормально вимкнений

Затверджую:
Директор технічний
Ф.С.Івашук
02 02 2020 р.

Посада	П.І.Б.	Підпис
Нач. ВТВ	Крюкова Т.М.	
Нач. ОДС	Людська Є.С.	
Пров.інж. СПС	Лянець А.В.	
Гол. інженер	Буртовий О.В.	
Креслив	Цісельський В.П.	

Однолінійна с
режиму стан
м. Жовті Води, в
Жовтов

Технічна характеристика обладнання

0/1000
-10-20/1000
400/5 (0,5/10P)
/1000

0/1000
-10-20/1000
600/5 (0,5/10P)
/1000

0/630
-10-20/630
600/5 (0,5/10P)
/630

-6/6,6
3x120 L=2x1300
0/630
-10-20/630
200/5 (0,5S/10P)
/630

-6/6,6
0
N288795
0/630

-6/6,6
-10
-06
5
5/5/6/0,4
0/630

-10-20/630
200/5 (0,5/10P)
/630
-6/6,6
-10 Y3
6
70 L=253 м

0/630
-10-20/630
200/5 (0,5/10P)
/630
-6/6,6
50 L=250 м

0/630
-10-20/630
400/5 (0,5/10P)
/630
-6/6,6
185 L=1580м

0/630
-10-20/630
300/5 (0,5/10P)
/630
-6/6,6
7450 м

0/630
-10-20/630
300/5 (0,5/10P)
/630
-6/6,6
7450 м

0/630
-10-20/630
300/5 (0,5/10P)
/630
-6/6,6
7450 м

0/630
-10-20/630
300/5 (0,5/10P)
/630
-6/6,6
7450 м

0/630
-10-20/630
300/5 (0,5/10P)
/630
-6/6,6
7450 м

0/630
-10-20/630
300/5 (0,5/10P)
/630
-6/6,6
7450 м

0/630
-10-20/630
300/5 (0,5/10P)
/630
-6/6,6
7450 м

0/630
-10-20/630
300/5 (0,5/10P)
/630
-6/6,6
7450 м

ТОВ "ВОСТОК-РУДА"
ПС 35/6 кВ "Нова"
РП-6 кВ
3сек. 6 кВ ком. N3

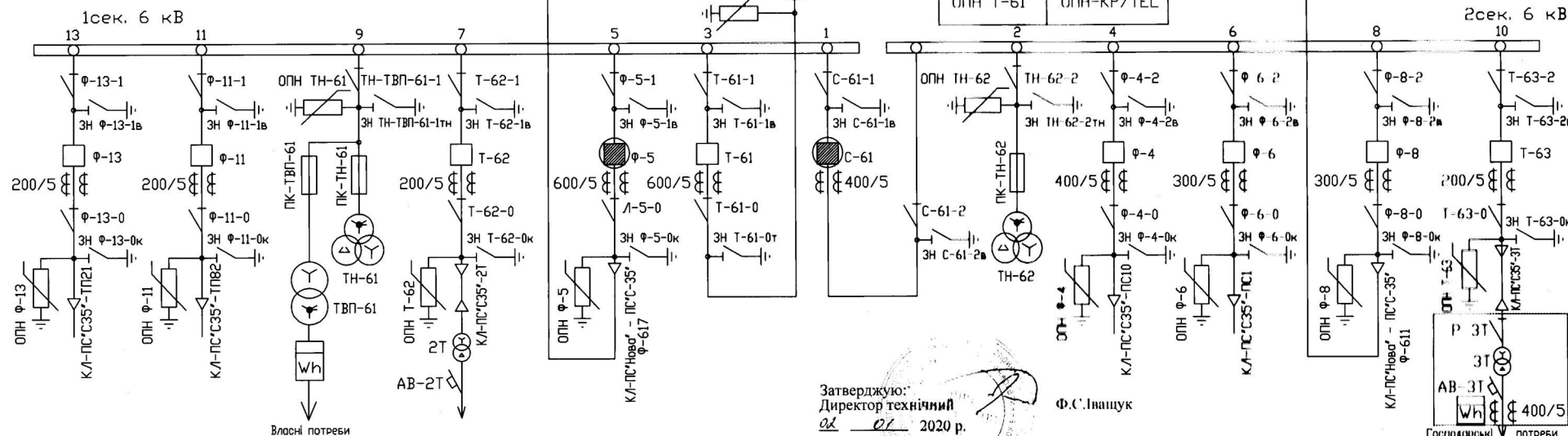
800/5
МБН

ТОВ "ВОСТОК-РУДА"
ПС 35/6 кВ "Нова"
ВРП-35 кВ
2сек. 35 кВ

300/5
МБН

ТОВ "ВОСТОК-РУДА"
ПС 35/6 кВ "Нова"
РП-6 кВ
4сек. 6 кВ ком. N4

800/5
МБН



Диспетчерське найменування	Технічна характеристика обладнання
Л-331-0	РЗН-35/1000
ТТ Т-31	ТФ3М 35А 100/5
Т-31	ВР35НС
ОПН Т-31	МВК 41
1Т	1М 3200/35/6 N856
ОПН Т-61	ОПН-КР/TEL

Затверджую:
Директор технічний
02.01.2020 р.

Ф.С. Івашук

Посада	П.І.Б.	Підпис
Нач. ВТВ	Крюкова Т.М.	
Нач. ОДС	Людська С.С.	
Пров. інж. СПС	Лямець А.В.	
Гол. інженер	Буртовий О.В.	
Кресляр	Ціселський В.П.	

ПС 35/6кВ "С-35"

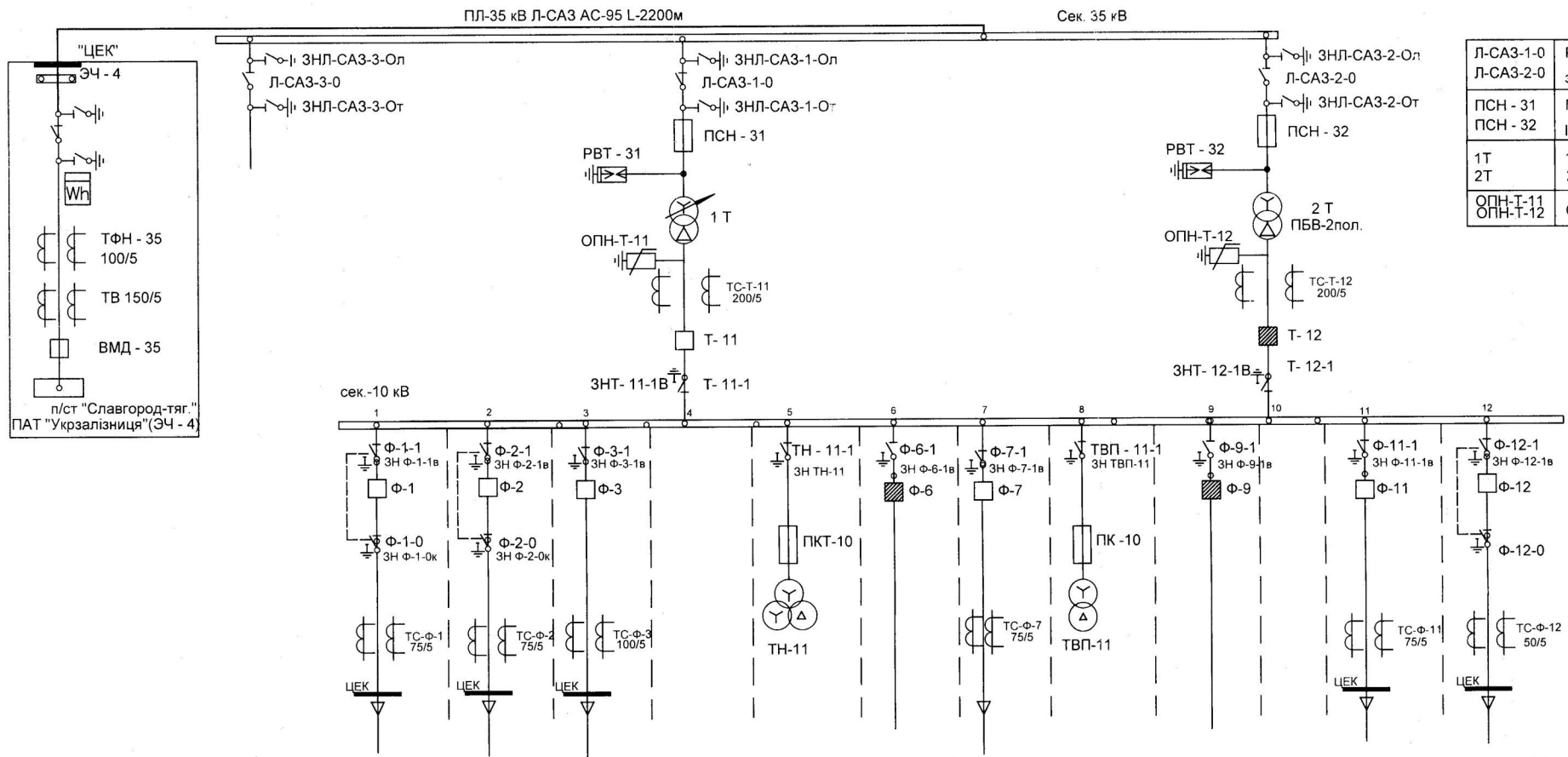
Однолінійна схема нормального режиму станом на 01.01.2020 м. Жовті Води, вул. Будівельників, 1А

Жовтоводські РЕМ

ПрАТ "ПРЕМ"ЦДК"

Умовні позначення :

~	межа балансової належності та експлуатаційної відповідальності
□	вимикач нормально увімкнений
■	вимикач нормально вимкнений
Ⓜ	прилад обліку
⚡	роз'єднувач нормально увімкнений
⚡	роз'єднувач нормально вимкнений



Л-САЗ-1-0	РЛНД-2-35/600
Л-САЗ-2-0	з приводом ПР-2
ПСН - 31	ПСН - 35
ПСН - 32	I пл. = 100А
1Т	1Т, ТМН-2500
2Т	2Т, ТМ-2500
ОПН-Т-11	ОПН-10
ОПН-Т-12	

№ комірки	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Тип комірки	КВГН	КВГН	КВГН	КВГН	КВГН	КВГН	КВГН	КВГН	КВГН	КВГН	КВГН	КВГН
Тип роз'єднувача	РВ-10	РВ-10	РВ-10	РВ-10	РВ-10	РВ-10	РВ-10	РВ-10	РВ-10	РВ-10	РВ-10	РВ-10
Тип вимикача (привід, запобіжник, тип вст.)	ВМГ-133 (ПРБА)	ВМГ-133 (ПРБА)	ВМБ-10 (ПРБА)	ВМБ-10/400 (ПС-10)	ПКТ-10 (25А)	ВМБ-10 (ПС-10)	ВМБ-10 (ПС-10)	ПК-10 (25А)	ВМБ-10 (ПС-10)	ВМБ-10/400 (ПС-10)	ВМГ-133 (ПС-10)	ВМБ-10 (ПРБА)
Тип ТС, ТН	ТПЛУ-10 (75/5)	ТПЛУ-10 (75/5)	ТПЛУ-10 (75/5)	ТПЛУ-10 (200/5)	НТМІ-10		ТПЛУ-10 75/5	ТМ-25/10		ТПЛУ-10 (200/5)	ТПЛУ-10 (75/5)	ТПЛУ-10 (50/5)
Марка, перетин кабелю/ довжина	ААБ-10 3 x 50 L = 120 м	ААБ-10 3 x 50 L = 150 м	ААБ-10 3 x 50 L = 210 м				ААБ-10 3 x 120 L = 120 м				ААБ-10 3 x 50 L = 70 м	ААБ-10 3 x 50 L = 70 м
Приднання, потужність, споживачів	Ф-1 Л-59 Сін.РЕМ ПАТ "ДТЕК"ДОО"	Ф-2 Л-58 Сін.РЕМ ПАТ "ДТЕК"ДОО"	Ф-3 ТП-1 БАТ "САЗ" Р - кВт	Ввод-1 Т-11	ТН-11	Резерв	Ф-7 ТП-8 Р - кВт	ТВГ-11	Резерв	Ввод 2 Г-12	Ф-11 ТП-4 МПС БАТ "САЗ" Р - кВт	Ф-12 ТП-2 КПЦ БАТ "САЗ" Р - кВт
Категорійність	3	3	3				3				3	3

Умовні позначення:

- межа балансової належності та експлуатаційної відповідальності
- вимикач нормально включений
- вимикач нормально відключений
- роз'єднувач нормально включений
- роз'єднувач нормально відключений

Директор технічний

Затверджую:
Івашук Ф.С.
"03" 01. 2020 р.

Посада	П.І.Б.	Підпис
Нач. ВТВ	Крюкова Т.М.	
Нач. ОДС	Люлька Є.С.	
Нач. СПС	Лямець А.В.	
Гол. Інженер	Сачко О.Г.	
Ст. майстер	Качала О.Г.	
Керівник ОДГ	Середінов Є.М.	
Креслив	Середінов Є.М.	

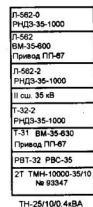
ПС 35/ 10 кВ "САЗ"

Однолінійна схема
нормального режиму
станом на 01.01.2020 р.





Літ.	Масса	Масштаб
Арк 1	Аркушів 1	

Павлоградські РЕМ

ПРАТ "ПЕЕМ"ЦЕК"

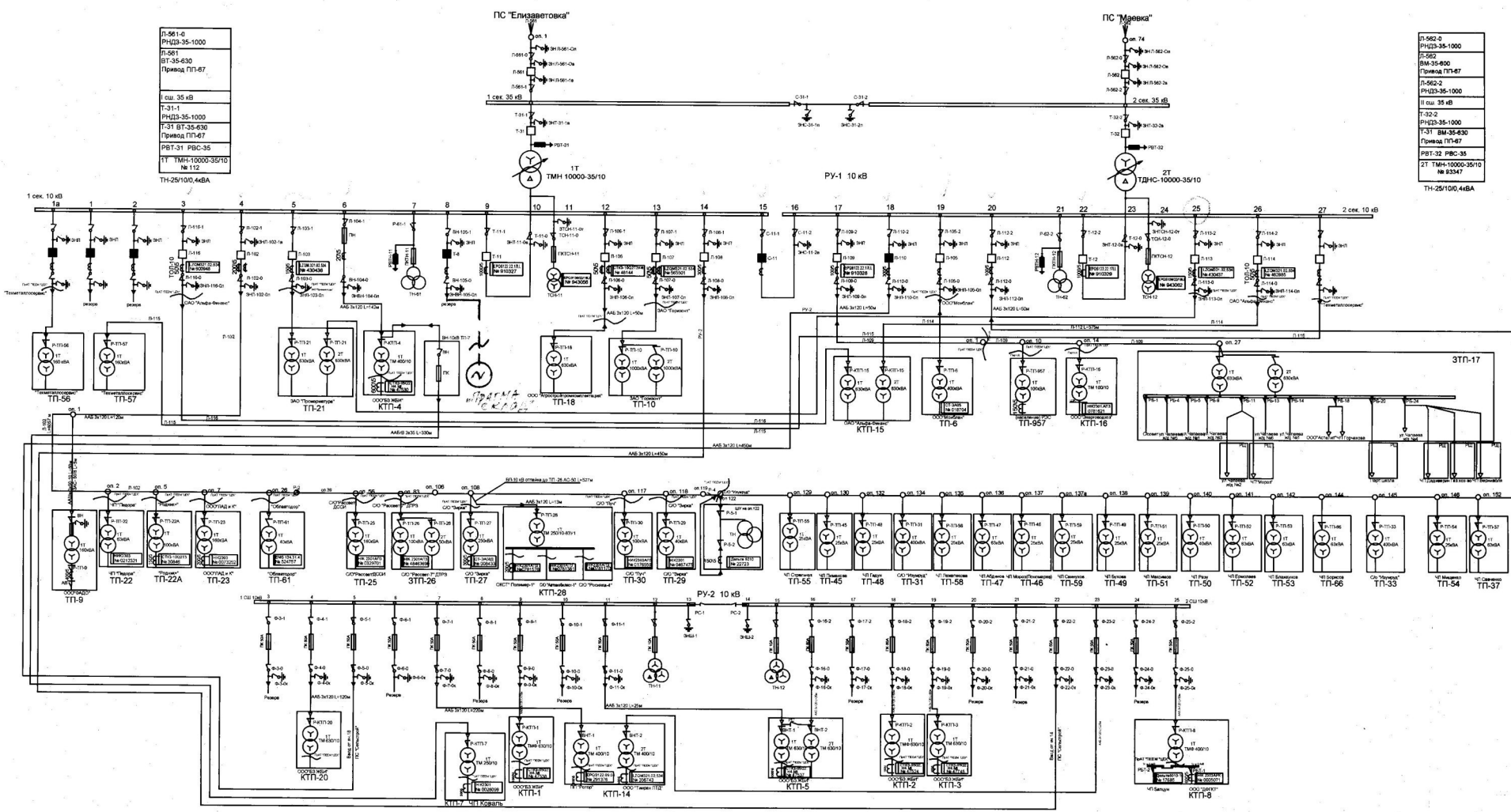


20.02.2019 р.

Посада	П. І. Б.	Підпис	ПС "Сельстрой" з розподільними мережами Партизанська дільниця			
Нач. ВТВ	Крюкова Т. М.		Однолінійна схема нормального режиму станом на 01.01.2020	Літ.	Маса	Масштаб
Нач. СРМ	Вишняков О.М.					
Гол.інженер	Панченко К.П.					
Інжен. ВТГ	Борисенко І.П.					
Стар.майстр	Олійник А.Я.					
Кер.ОДГ	Троцько С.А.					
Заст.нач	Мельник О.О.		М. Дніпро	Арк.	Аркушів	
			Дніпропетровські РЕМ	ПрАТ "ПІЕМ "ЦЕК"		
Креслив	Серебрякова В.Ю.					

Л-561-0
РНДЗ-35-1000
Л-561
ВТ-35-630
Привод ПП-67
U ном 35 кВ
Т-31-1
РНДЗ-35-1000
Т-31 ВТ-35-630
Привод ПП-67
РВТ-31 РВС-35
ТТ ТМН-10000-35/10
№ 112
ТН-25/100,4кВА

Л-562-0
РНДЗ-35-1000
Л-562
ВМ-35-600
Привод ПП-67
Л-562-2
РНДЗ-35-1000
Т-32-2
РНДЗ-35-1000
Т-31 ВМ-35-630
Привод ПП-67
РВТ-32 РВС-35
ТТ ТМН-10000-35/10
№ 83547
ТН-25/100,4кВА



Г
Н
Н
Го
Из
Ст
Кер
Зас

АТ "ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ"

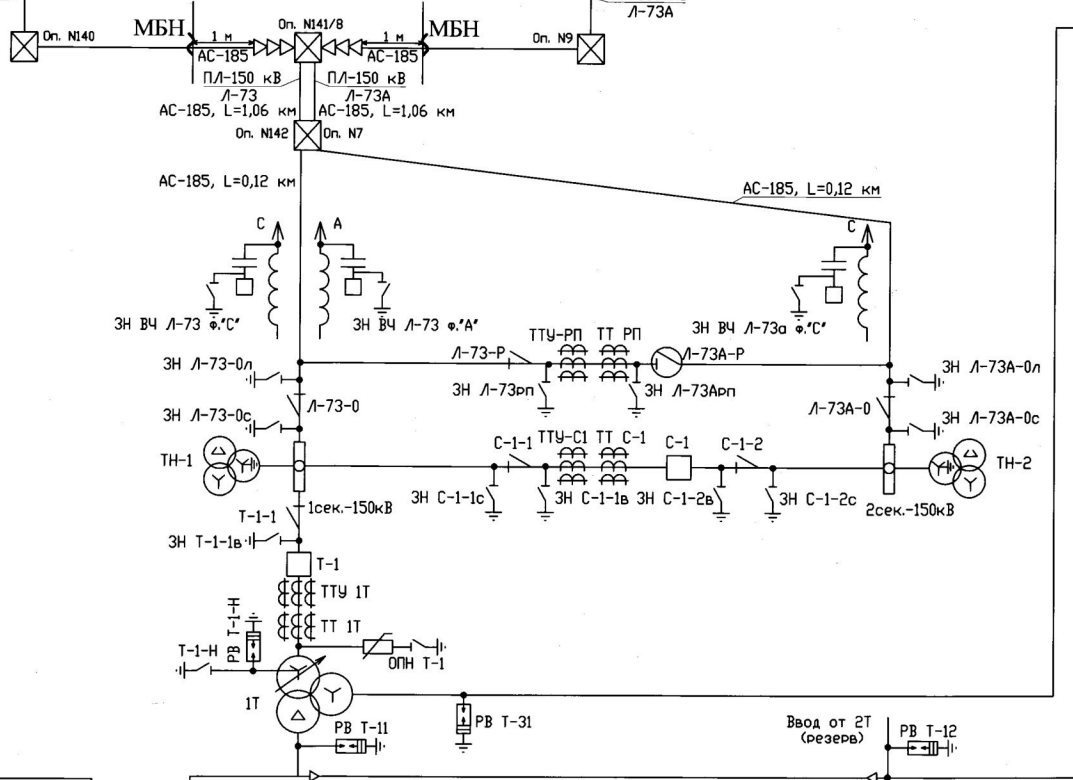
ДНІПРОВСЬКА ЕС

ПС "Северно-150"
РУ-150 кВ

ПС "ВДГМК 330"
РУ-150 кВ

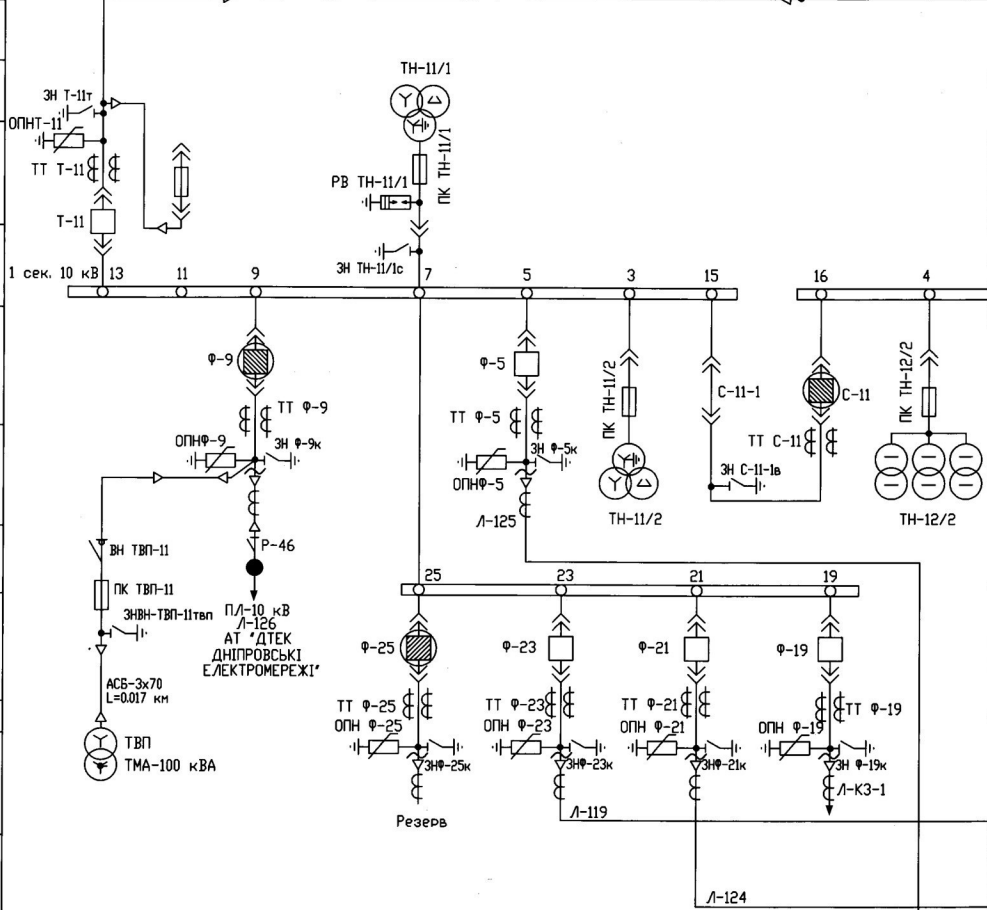
ПЛ-150 кВ
Л-73

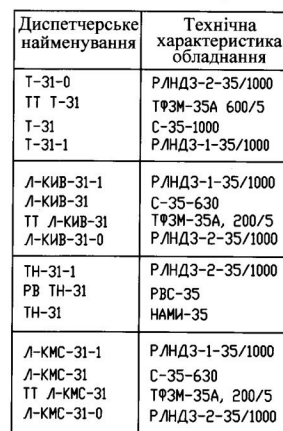
ПЛ-150 кВ
Л-73А



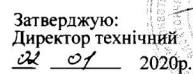
Диспетчерське найменування	Технічна характеристика обладнання
ВЧ Л-73	ВЗ-600
Л-73-Р	РНД3.1б-150/1000
ТТУ-РП ТТ РП	ТФЗМ-150А 600/5
Л-73А-Р	РНД3.1б-150/1000
Л-73-0	РНД3.2-150/1000
С-1-1	РНД3.2-150/1000
ТТУ-С1 ТТ С-1	ТФЗМ-150А 600/5
С-1-2	ВМТ-220Б ППРК-1400
ТН-1 ТН-2	ППРК-1400
Т-1-1	НКФ 220-58 У1
Т-1	(150М3)/(0,1/33)/0,1кВ
ТТУ 1Т	РНД3.1б-150/1000
ТТ 1Т	ЛТВ-170Д1/В
ОПН Т-1	привод BLK-222
1Т	ТДТН-16000/150
	Un-158/38,5/11,0
	In-58,47/240/840
	N132995
РВ Т-1-Н	РВС-35
РВ Т-11	РВО-10

№ ком.	Тип комірки	Диспетчерське найменування	Технічна характеристика обладнання
3		ПК ТП-11/2 ТН-11/2	ПКТ-10 НТМІ-10
5		Ф-5 ТТ Ф-5 ОПН Ф-5	ВБСК-10 ТОЛ-10 100/5 ОПН-КР/TEL-10/11,5 ТЗ/М-10
7		РВ ТН-11/1 ПК ТН-11/1 ТН-11/1	РВО-10 ПКТ-10 3х3НОЛ.06-10
9	КСО-366	Ф-9 ТТ Ф-9 ОПН Ф-9	ВБСК-10 ТОЛ-10 100/5 ОПН-КР/TEL-10/11,5 ТЗ/М-10 АСВ-3х70 L=6м
		ВН ТВП-11 ПК ТВП-11 ТВП-11	ВНП-10/400 ПК-10/20 АСВ-3х70 L=20м ТМ-100/10
11		Резерв	ПК-10/31,5
13		Т-11 ТТ Т-11 ОПН Т-11	ВБСК-10 ТОЛ-10 1000/5 ОПН-КР/TEL-10/11,5 ТЗ/М-10
15		С-11-1	
19		Ф-19 ТТ Ф-19 ОПН Ф-19	ВБСК-10 ТОЛ-10 100/5 ОПН-КР/TEL-10/11,5 ТЗ/М-10
21		Ф-21 ТТ Ф-21 ОПН Ф-21	ВБСК-10 ТОЛ-10 150/5 ОПН-КР/TEL-10/11,5 ТЗ/М-10
23		Ф-23 ТТ Ф-23 ОПН Ф-23	ВБСК-10 ТОЛ-10 150/5 ОПН-КР/TEL-10/11,5 ТЗ/М-10
25 резерв		Ф-25 ТТ Ф-25 ОПН Ф-25	ВБСК-10 ТОЛ-10 150/5 ОПН-КР/TEL-10/11,5 ТЗ/М-10










№ шафи	Тип комірки	Диспетчерське найменування	Технічна характеристика обладнання
4		ТН-12/2 ПК ТН-12/2	ЗхЗНО.Л06-10 ПКТ-10
6		Ф-6 ТТ Ф-6 ОПН Ф-6	ВБСК-10 ТОЛ-10 150/5 ОПН-КР/TEL-10/11,5 ТЗ/М-10
8		РВ ТН-12/1 ПК ТН-12/1 ТН-12/1	РВО-10 ПКТ-10 ЗхЗНО.Л06-10
10		Ф-10 ТТ Ф-10 ОПН Ф-10	ВБСК-10 ТОЛ-10 150/5 ОПН-КР/TEL-10/11,5 ТЗ/М-10
12		ПК ТСН-12 ТСН-12	ПК-10/31,5 ТМ-100/10
14		Т-12 ТТ Т-12	ВБСК-10 ТОЛ-10 1000/5 ТЗ/М-10
16		С-11 ТТ С-11	ВБСК-10 ТОЛ-10 1000/5
22		Ф-22 ТТ Ф-22 ОПН Ф-22	ВБСК-10 ТОЛ-10 100/5 ОПН-КР/TEL-10/11,5 ТЗ/М-10
24		Ф-24 ТТ Ф-24 ОПН Ф-24	ВБСК-10 ТОЛ-10 150/5 ОПН-КР/TEL-10/11,5 ТЗ/М-10



Ф.С.Івашук

Посада	П.І.Б.	Підпис
Нач. ВТВ	Крюкова Т.М.	
Нач. ОДС	Люлька Є.С.	
Пров. лнз. СПС	Лямець А.В.	
Гол. інженер	Буртовий О.В.	
Креслив	Цісельський В.П.	

ПС-150/35/10 кВ "Силовая"

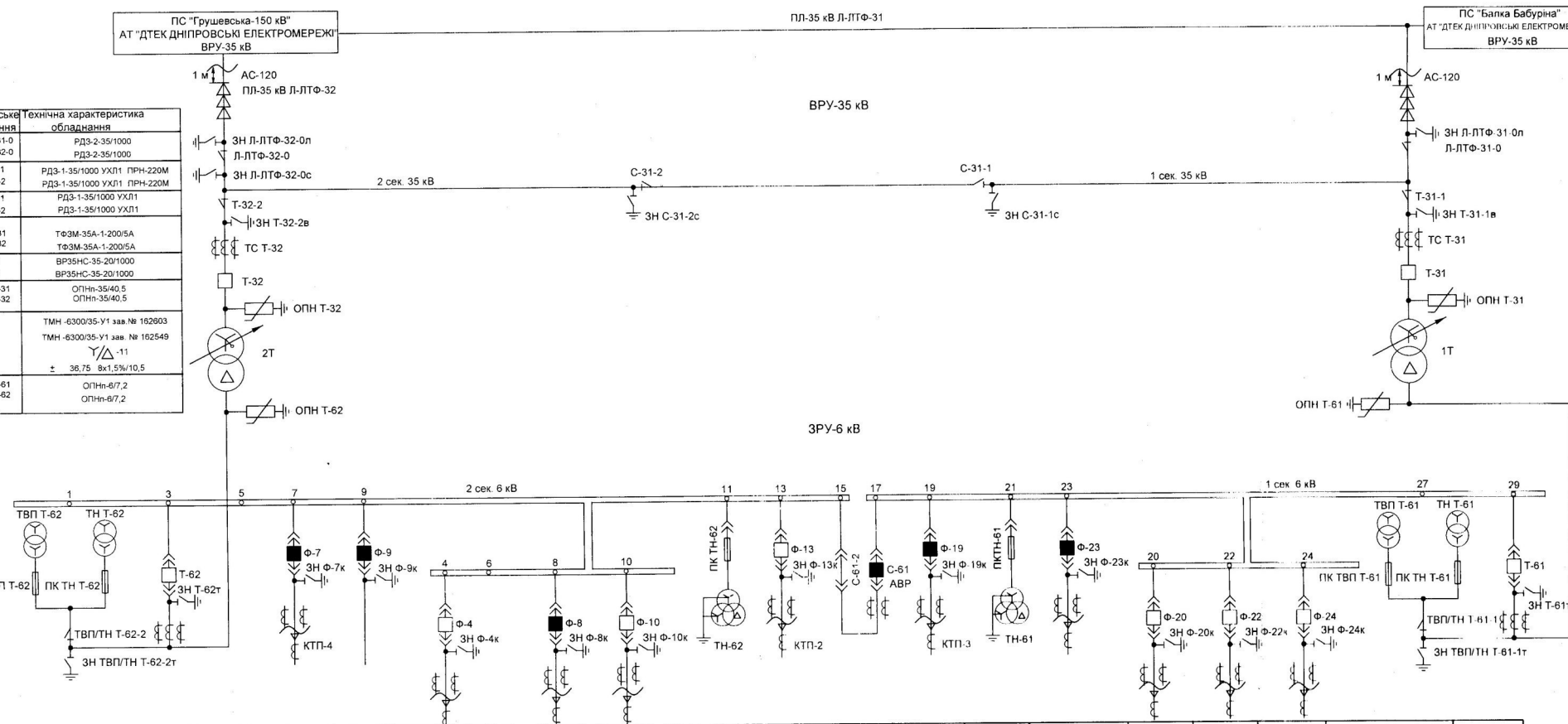
Однолінійна схема нормального режиму станом на 01.01.2020
вул. Робоча, 2 м.Пятихатки

Жовтоводські РЕМ

Літ.	Маса	Масштаб
Арк. 1	Аркушів	

ПРАТ "ПЕЕМ"ЦЕК"

Найменування	Технічна характеристика обладнання
Л-ЛТФ-31-0	РДЗ-2-35/1000
Л-ЛТФ-32-0	РДЗ-2-35/1000
С-31-1	РДЗ-1-35/1000 УХЛ1 ПРН-220М
С-31-2	РДЗ-1-35/1000 УХЛ1 ПРН-220М
Т-31-1	РДЗ-1-35/1000 УХЛ1
Т-32-2	РДЗ-1-35/1000 УХЛ1
ТС-Т-31	ТФ3М-35А-1-200/5А
ТС-Т-32	ТФ3М-35А-1-200/5А
Т-31	ВР35НС-35-20/1000
Т-32	ВР35НС-35-20/1000
ОПН-Т-31	ОПНн-35/40,5
ОПН-Т-32	ОПНн-35/40,5
1Т	ТМН-6300/35-У1 за № 162603
2Т	ТМН-6300/35-У1 за № 162549
ОПН-Т-61	ОПНн-6/7,2
ОПН-Т-62	ОПНн-6/7,2



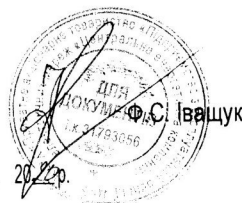
Номер копії	1	3	5	7	9	4	6	8	10	11	13	15	17	19	21	23	20	22	24	27	29
Тип комір	КРУ-2-103	КРУ-2-103	КРУ-2-103	КРУ-2-103	КРУ-2-103	КРУ-2-103	КРУ-2-103	КРУ-2-103	КРУ-2-103	КРУ-2-103	КРУ-2-103	КРУ-2-103	КРУ-2-103	КРУ-2-103	КРУ-2-103	КРУ-2-103	КРУ-2-103	КРУ-2-103	КРУ-2-103	КРУ-2-103	КРУ-2-103
Тип роз'єднувача	ПКТ-6, 30/10	ПКТ-6, 30/10	ПКТ-6, 30/10	ПКТ-6, 30/10	ПКТ-6, 30/10	ПКТ-6, 30/10	ПКТ-6, 30/10	ПКТ-6, 30/10	ПКТ-6, 30/10	ПКТ-6, 30/10	ПКТ-6, 30/10	ПКТ-6, 30/10	ПКТ-6, 30/10	ПКТ-6, 30/10	ПКТ-6, 30/10	ПКТ-6, 30/10	ПКТ-6, 30/10	ПКТ-6, 30/10	ПКТ-6, 30/10	ПКТ-6, 30/10	ПКТ-6, 30/10
Тип вимикача (привід)/запобіжника (ном. пл. акт)	ПКТ-6, 30/10	ПКТ-6, 30/10	ПКТ-6, 30/10	ПКТ-6, 30/10	ПКТ-6, 30/10	ПКТ-6, 30/10	ПКТ-6, 30/10	ПКТ-6, 30/10	ПКТ-6, 30/10	ПКТ-6, 30/10	ПКТ-6, 30/10	ПКТ-6, 30/10	ПКТ-6, 30/10	ПКТ-6, 30/10	ПКТ-6, 30/10	ПКТ-6, 30/10	ПКТ-6, 30/10	ПКТ-6, 30/10	ПКТ-6, 30/10	ПКТ-6, 30/10	ПКТ-6, 30/10
Тип ТС/ТН/ТВП	ТМ-6/0,23	ТМ-6/0,1	ТМ-6/0,1	ТМ-6/0,1	ТМ-6/0,1	ТМ-6/0,1	ТМ-6/0,1	ТМ-6/0,1	ТМ-6/0,1	ТМ-6/0,1	ТМ-6/0,1	ТМ-6/0,1	ТМ-6/0,1	ТМ-6/0,1	ТМ-6/0,1	ТМ-6/0,1	ТМ-6/0,1	ТМ-6/0,1	ТМ-6/0,1	ТМ-6/0,1	ТМ-6/0,1
Тип ОПН/Розрядник																					
Марка, перетин кабелю/довжина																					
Присаднання/потужність споживачів	ТВП-62	Вид 2Т	Вид 2Т	Вид 2Т	Вид 2Т	Вид 2Т	Вид 2Т	Вид 2Т	Вид 2Т	Вид 2Т	Вид 2Т	Вид 2Т	Вид 2Т	Вид 2Т	Вид 2Т	Вид 2Т	Вид 2Т	Вид 2Т	Вид 2Т	Вид 2Т	Вид 2Т
Категорійність																					

- ~ - межа балансової належності та експлуатаційної відповідальності
- - вимикач нормально включений
- - вимикач нормально відключений
- ⚡ - роз'єднувач нормально включений
- ⚡ - роз'єднувач нормально відключений

Затверджую:

Директор технічний

02 01



Посада	П.І.Б.	Підпис
Нач. ВТВ	Крюкова Т.М.	
Нач. ОДС	Лялюк Е.С.	
Пров. інж. СПС	Лямець А.В.	
Нач. дп. ПС	Шейко Д.І.	
Креслив	Лямець А.В.	

ПС-35/6 кВ "Стрічка"

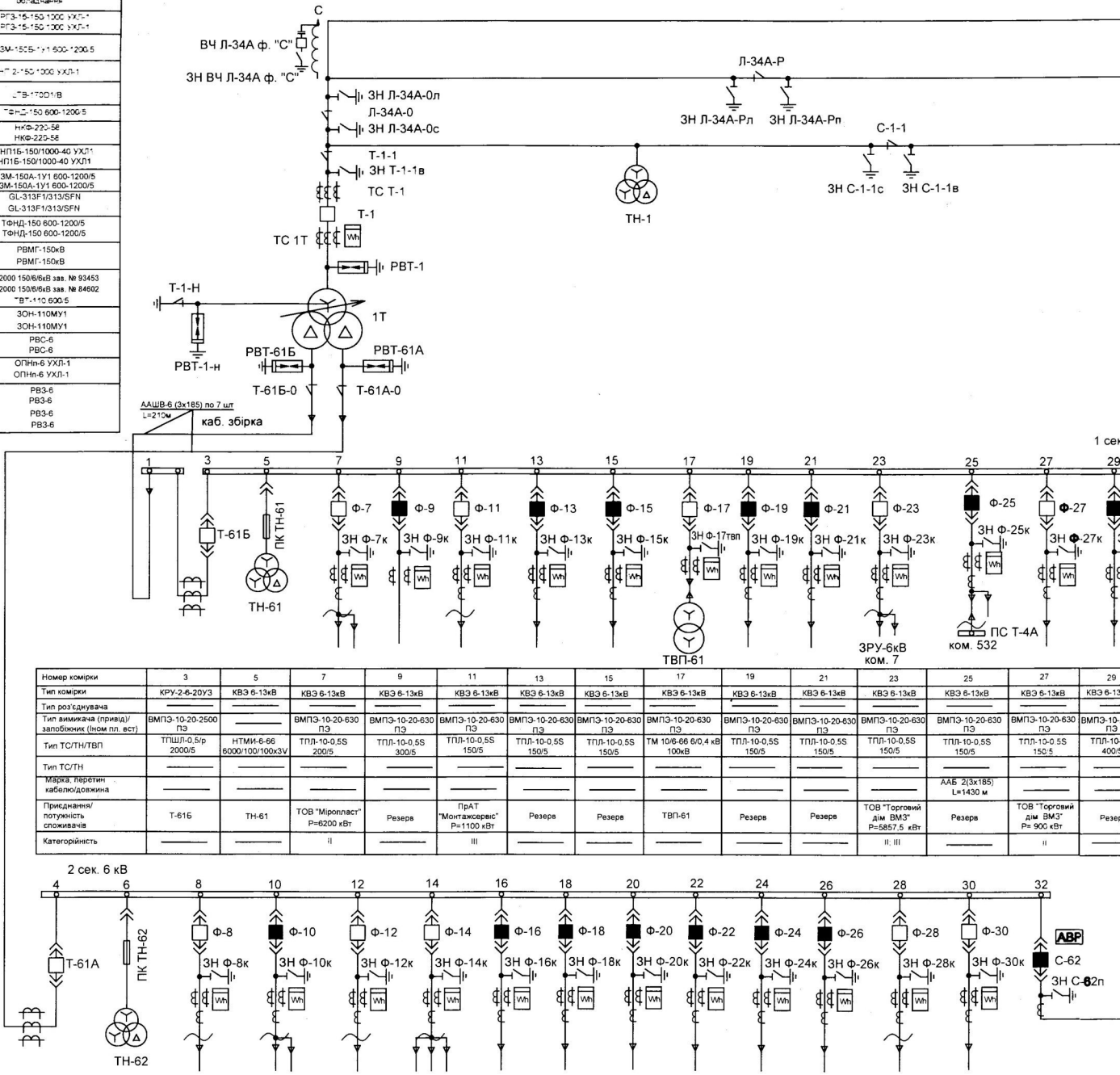
Однолінійна схема нормального режиму станом на 01.01.2020.
м. Марганець, вул. Промислова, 1

СПС

Літ	Маса	Масштаб
Арк	Аркуші	

ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"

Диспетчерське найменування	Технічна характеристика обладнання
Л-34А-Р	РЗ-15-150-1000 УХЛ-1
Л-34А-С	РЗ-15-150-1000 УХЛ-1
ТС РП-Л-34А	ТФЗМ-150Б-1-1 600-1200/5
ТС РП-Л-34Б	ТФЗМ-150Б-1-1 600-1200/5
С-1	ЛВ-1000/В
ТС-С-1	ТФЗМ-150Б-1-1 600-1200/5
ТН-1	ТН-220-5Б
ТН-2	ТН-220-5Б
Т-1-1	РГНП16-150/1000-40 УХЛ-1
Т-2-2	РГНП16-150/1000-40 УХЛ-1
ТС Т-1	ТФЗМ-150А-1У1 600-1200/5
ТС Т-2	ТФЗМ-150А-1У1 600-1200/5
Т-1	ГЛ-313Ф1/313/СФН
Т-2	ГЛ-313Ф1/313/СФН
ТС Т1	ТФНД-150 600-1200/5
ТС Т2	ТФНД-150 600-1200/5
РВТ-1	РВМГ-150кВ
РВТ-2	РВМГ-150кВ
1Т	ТРДН-32000 150/6кВ зав. № 93453
2Т	ТРДН-32000 150/6кВ зав. № 84602
РВТ-1-Н	РВМГ-150кВ
РВТ-2-Н	РВМГ-150кВ
РВТ-615	РВМГ-150кВ
РВТ-61А	РВМГ-150кВ
ОПН-626	ОПН-6 150кВ
ОПН-62А	ОПН-6 150кВ
Т-615-0	Т-615-0
Т-61А-0	Т-61А-0
Т-62Б-0	Т-62Б-0
Т-62А-0	Т-62А-0

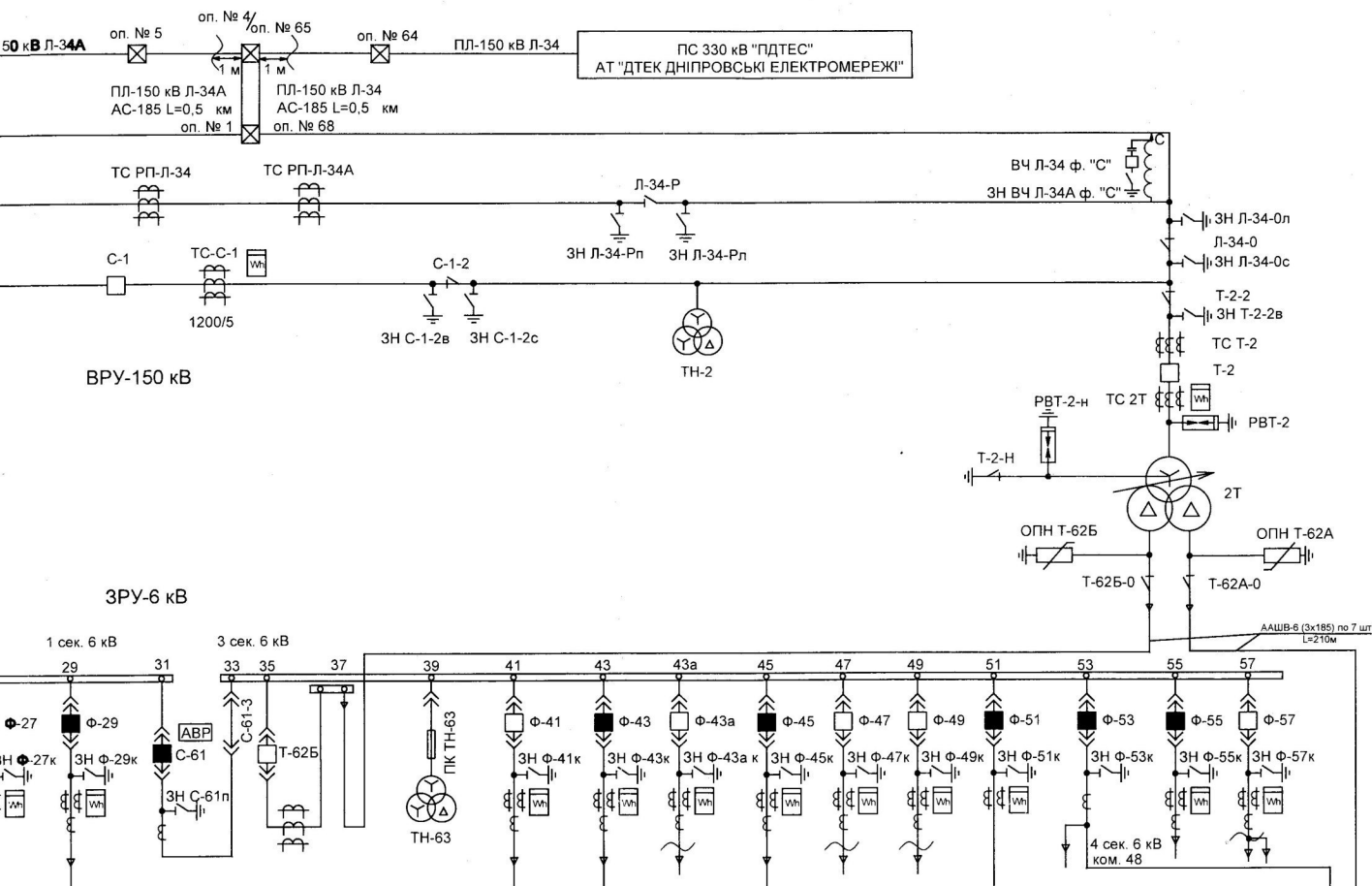


Номер комірці	3	5	7	9	11	13	15	17	19	21	23	25	27	29
Тип комірці	КРУ-2-6-20У3	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ
Тип роз'єднувача														
Тип вимикача (привід)/запобіжник (ном. пл. вст)	ВМПЗ-10-20-2500 пЗ		ВМПЗ-10-20-630 пЗ	ВМПЗ-10-20-630 пЗ	ВМПЗ-10-20-630 пЗ	ВМПЗ-10-20-630 пЗ	ВМПЗ-10-20-630 пЗ	ВМПЗ-10-20-630 пЗ	ВМПЗ-10-20-630 пЗ	ВМПЗ-10-20-630 пЗ	ВМПЗ-10-20-630 пЗ	ВМПЗ-10-20-630 пЗ	ВМПЗ-10-20-630 пЗ	ВМПЗ-10-20-630 пЗ
Тип ТС/ТН/ТВП	ТПШЛ-0.5/р 2000/5	НТМИ-6-66 6000/100/100х3V	ТПЛ-10-0.5S 200/5	ТПЛ-10-0.5S 300/5	ТПЛ-10-0.5S 150/5	ТПЛ-10-0.5S 150/5	ТПЛ-10-0.5S 150/5	ТМ 10/6-66 6/0,4 кВ 100кВ	ТПЛ-10-0.5S 150/5	ТПЛ-10-0.5S 150/5	ТПЛ-10-0.5S 150/5	ТПЛ-10-0.5S 150/5	ТПЛ-10-0.5S 150/5	ТПЛ-10-0.5S 150/5
Тип ТС/ТН														
Марка, перетин кабелю/дошки												ААБ 2(3х185) L=1430 м		
Призначення/потужність споживачів	Т-615	ТН-61	ТОВ "Міропласт" Р=6200 кВт	Резерв	ПрАТ "Монтажсервіс" Р=1100 кВт	Резерв	Резерв	ТВП-61	Резерв	Резерв	Резерв	ТОВ "Торговий дім ВМЗ" Р=5857.5 кВт	Резерв	ТОВ "Торговий дім ВМЗ" Р=900 кВт
Категорійність			II		III							II, III		II

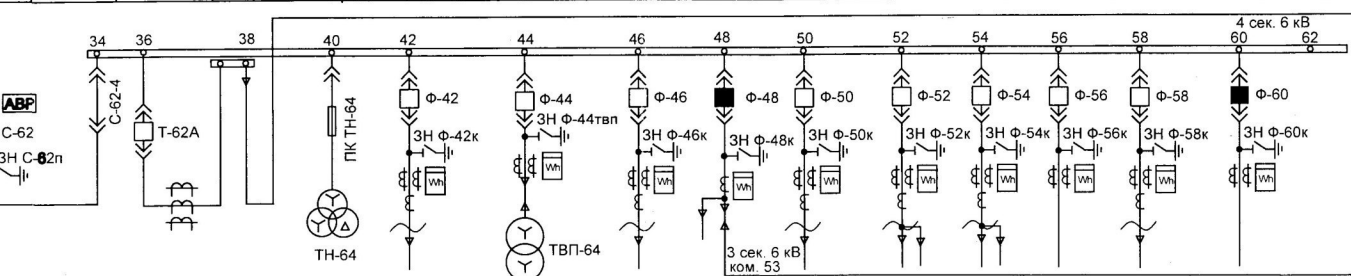
Номер комірці	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32
Тип комірці	КРУ-2-6-20У3		КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ
Тип роз'єднувача															
Тип вимикача (привід)/запобіжник (ном. пл. вст)	ВМПЗ-10-20-2500 пЗ		ВМПЗ-10-20-630 пЗ	ВР-1-10-31.5/630 пЗ	ВМПЗ-10-20-630 пЗ	ВМПЗ-10-20-630 пЗ	ВМПЗ-10-20-630 пЗ	ВМПЗ-10-20-630 пЗ	ВМПЗ-10-20-630 пЗ	ВМПЗ-10-20-630 пЗ	ВМПЗ-10-20-630 пЗ	ВМПЗ-10-20-630 пЗ	ВМПЗ-10-20-630 пЗ	ВМПЗ-10-20-630 пЗ	ВМПЗ-10-20-1000 пЗ
Тип ТС/ТН/ТВП	ТПШЛ-0.5/р 2000/5	НТМИ-6-66 8000/100/100х3V	ТПЛ-10-0.5S 100/5	ТПЛ-10-0.5S 75/5	ТПЛ-10-0.5S 50/5	ТПЛ-10-0.5S 150/5	ТПЛ-10-0.5S 150/5	ТПЛ-10-0.5S 150/5	ТПЛ-10-0.5S 150/5	ТПЛ-10-0.5S 150/5	ТПЛ-10-0.5S 150/5	ТПЛ-10-0.5S 150/5	ТПЛ-10-0.5S 150/5	ТПЛ-10-0.5S 150/5	ТПЛ-10-0.5/р 1500/5
Тип ОПН/Розрядника															
Марка, перетин кабелю/дошки															
Призначення/потужність споживачів	Т-61А	ТН-62	ТОВ "ЕкоГазАвто" Р=350 кВт	ТОВ "Метал" Р=400 кВт	Т-1	ТОВ "Штерн-Буд" Р=368 кВт	ТОВ "Торговий дім ВМЗ" Р=5857.5 кВт	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	ТОВ "ЮДК" Р=1200кВт	ТОВ "Торговий дім ВМЗ" Р=900 кВт
Категорійність			III	III	III	II, III								II	II

Умовні позначення:

- ~ - межа балансової належності та експлуатаційної відповідальності
- - вимикач нормально включений
- - вимикач нормально відключений
- ⚡ - роз'єднувач нормально включений
- ⚡ - роз'єднувач нормально відключений



29	31	33	35	37	39	41	43	43а	45	47	49	51	53	55	57
КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ
ВМПЗ-10-20-630 пз	ВМПЗ-10-20-1000 пз	ВМПЗ-10-20-2500 пз	ВМПЗ-10-20-630 пз	ВМПЗ-10-20-630 пз	ВМПЗ-10-20-630 пз	ВМПЗ-10-20-630 пз	ВМПЗ-10-20-630 пз	ВМПЗ-10-20-630 пз	ВМПЗ-10-20-630 пз	ВМПЗ-10-20-630 пз	ВМПЗ-10-20-630 пз	ВМПЗ-10-20-630 пз	ВМПЗ-10-20-630 пз	ВМПЗ-10-20-630 пз	ВМПЗ-10-20-630 пз
ТПЛ-10-0,5S 400/5	ТПЛ-10-0,5S 1500/5	ТПЛ-10-0,5S 2000/5	ТПЛ-10-0,5S 150/5	ТПЛ-10-0,5S 150/5	ТПЛ-10-0,5S 150/5	ТПЛ-10-0,5S 150/5	ТПЛ-10-0,5S 150/5	ТПЛ-10-0,5S 150/5	ТПЛ-10-0,5S 150/5	ТПЛ-10-0,5S 150/5	ТПЛ-10-0,5S 150/5	ТПЛ-10-0,5S 150/5	ТПЛ-10-0,5S 150/5	ТПЛ-10-0,5S 150/5	ТПЛ-10-0,5S 150/5
Резерв	С-61	Т-625	Кабельна збірка	ТН-63	ФО Садін R=51 кВт	Резерв	ТОВ "Підприємство-Будівельні" R=1265 кВт	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв



32	34	36	38	40	42	44	46	48	50	52	54	56	58	60	62
КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ	КВЗ 6-13кВ
ВМПЗ-10-20-630 пз	ВМПЗ-10-20-2500 пз	ВМПЗ-10-20-630 пз	ВМПЗ-10-20-630 пз	ВМПЗ-10-20-630 пз	ВМПЗ-10-20-630 пз	ВМПЗ-10-20-630 пз	ВМПЗ-10-20-630 пз	ВМПЗ-10-20-630 пз	ВМПЗ-10-20-630 пз	ВМПЗ-10-20-630 пз	ВМПЗ-10-20-630 пз	ВМПЗ-10-20-630 пз	ВМПЗ-10-20-630 пз	ВМПЗ-10-20-630 пз	ВМПЗ-10-20-630 пз
ТПЛ-10-0,5S 400/5	ТПЛ-10-0,5S 1500/5	ТПЛ-10-0,5S 2000/5	ТПЛ-10-0,5S 150/5	ТПЛ-10-0,5S 150/5	ТПЛ-10-0,5S 150/5	ТПЛ-10-0,5S 150/5	ТПЛ-10-0,5S 150/5	ТПЛ-10-0,5S 150/5	ТПЛ-10-0,5S 150/5	ТПЛ-10-0,5S 150/5	ТПЛ-10-0,5S 150/5	ТПЛ-10-0,5S 150/5	ТПЛ-10-0,5S 150/5	ТПЛ-10-0,5S 150/5	ТПЛ-10-0,5S 150/5
Резерв	Т-62А	каб. збірка	ТН-64	ТОВ "Торговий дім ВМЗ" R=5857,5 кВт	ТН-64	ТОВ "Торговий дім ВМЗ" R=5857,5 кВт	ТН-64	ТОВ "Торговий дім ВМЗ" R=5857,5 кВт	ТН-64	ТОВ "Торговий дім ВМЗ" R=5857,5 кВт	ТН-64	ТОВ "Торговий дім ВМЗ" R=5857,5 кВт	ТН-64	ТОВ "Торговий дім ВМЗ" R=5857,5 кВт	ТН-64

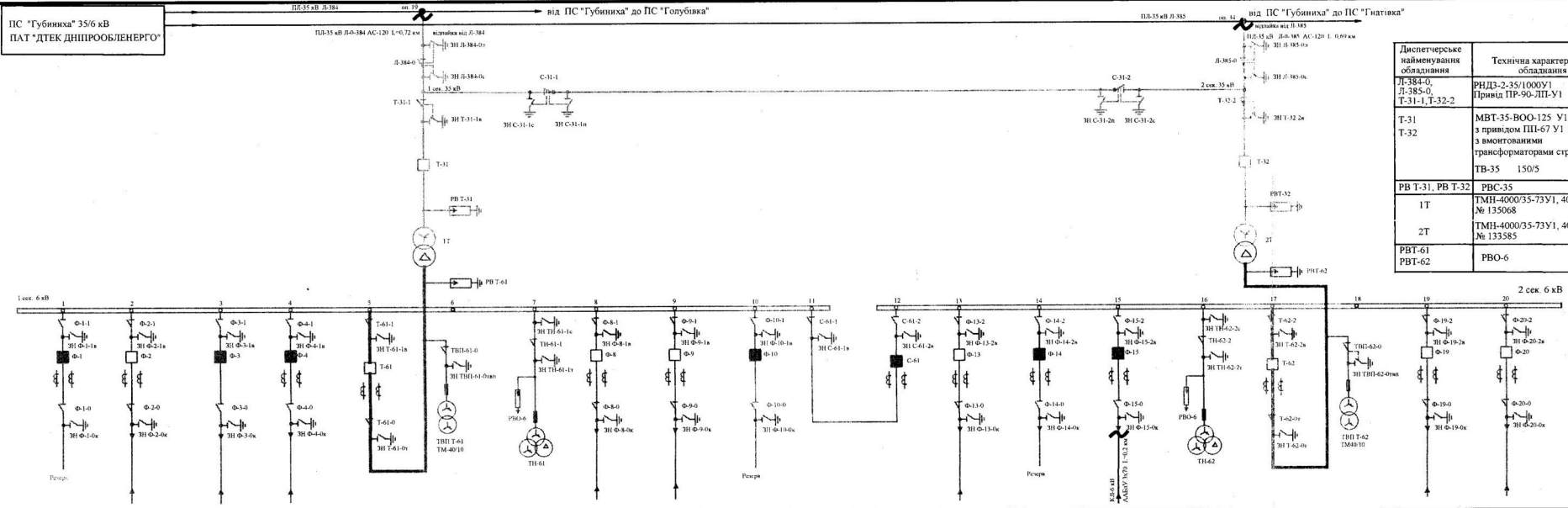
Затверджую:

Директор технічний

02 01

Посада	П.І.Б.	Підпис	Т-154/6/6 кВ "Труба"
Нач. ВТ	Крюкова Т.М.		
Нач. ОДС	Людська Є.С.		
Пров. інж. СІС	Лямець А.В.		
Нач. дп. ПС	Шейко Д.І.		
Однолінійна схема нормального режиму станом на 01.01.2020.			Лп
м. Дніпро, вул. Дніпропетровська, 22			Масштаб
Креслив Лямець А.В.			Арх.
СПС			Архив
Прат "ПЕЕМ ЦЕК"			

ПС "Губини́ха" 35/6 кВ
ПАТ "ДТЕК ДНІПРОБЛЕНЕРГО"



Диспетчерське найменування обладнання	Технічна характеристика обладнання
Л-384-0, Л-385-0, Т-31-1, Т-32-2	РНДЗ-2-35/1000У1 Привід ПР-90-ДП-У1
Т-31, Т-32	МВТ-35-ВОО-125 У1 з приводом ПП-67 У1 ІР23 з вмонтованими трансформаторами струму ТВ-35 150/5
РВ Т-31, РВ Т-32	РВС-35
1Т	ТМН-4000/35-73У1, 4000 кВА № 135068
2Т	ТМН-4000/35-73У1, 4000 кВА № 133585
РВТ-61, РВТ-62	РВВ-6

Номер коміртки	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Тип коміртки	КРН-10У1	КРН-10У1	КРН-10У1	КРН-10У1	КРН-10У1	КРН-10У1	КРН-10У1	КРН-10У1	КРН-10У1	КРН-10У1	КРН-10У1	КРН-10У1	КРН-10У1	КРН-10У1	КРН-10У1	КРН-10У1	КРН-10У1	КРН-10У1	КРН-10У1	КРН-10У1
Тип роз'ємувача	РВ3-10	РВ3-10	РВ3-10	РВ3-10	РВ3-10	РВ3-10	РВ3-10	РВ3-10	РВ3-10	РВ3-10	РВ3-10	РВ3-10	РВ3-10	РВ3-10	РВ3-10	РВ3-10	РВ3-10	РВ3-10	РВ3-10	РВ3-10
Тип вимикача (привід) запобіжник (1 ном. пласт.)	ВМП-10 ПЗ-11	ВМП-10 ПЗ-11	ВМП-10 ПЗ-11	ВМП-10 ПЗ-11	ВМП-10 ПЗ-11	ВМП-10 ПЗ-11	ВМП-10 ПЗ-11	ВМП-10 ПЗ-11	ВМП-10 ПЗ-11	ВМП-10 ПЗ-11	ВМП-10 ПЗ-11	ВМП-10 ПЗ-11	ВМП-10 ПЗ-11	ВМП-10 ПЗ-11	ВМП-10 ПЗ-11	ВМП-10 ПЗ-11	ВМП-10 ПЗ-11	ВМП-10 ПЗ-11	ВМП-10 ПЗ-11	ВМП-10 ПЗ-11
Тип ТС/ТН/ТНЦ	ТНЦ-10 150/5	ТНЦ-10 150/5	ТНЦ-10 150/5	ТНЦ-10 150/5	ТНЦ-10 150/5	ТНЦ-10 150/5	ТНЦ-10 150/5	ТНЦ-10 150/5	ТНЦ-10 150/5	ТНЦ-10 150/5	ТНЦ-10 150/5	ТНЦ-10 150/5	ТНЦ-10 150/5	ТНЦ-10 150/5	ТНЦ-10 150/5	ТНЦ-10 150/5	ТНЦ-10 150/5	ТНЦ-10 150/5	ТНЦ-10 150/5	ТНЦ-10 150/5
Тип ОПН/Розрядника	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Марка перетин кабелю/проводу/довжина	---	Л-17 ААБзУ 3х95 L=0,55 км	Л-12 ААБзУ 3х70 L=0,5 км	Л-15 ААБзУ 3х70 L=0,6 км	---	---	---	Л-10а 2хААБзУ 3х120 L=2х0,3 км	Л-13 ААБзУ 3х70 L=1,7 км	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Приєднання/потужність споживачів	---	смт. Губини́ха-1	---	---	---	---	---	ТОВ "Губ. мн. завод" Р=1225 кВт	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Категорійність	---	---	---	---	---	---	---	II	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

- УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:
- ~ - межа балансової належності та експлуатаційної відповідальності
 - - вимикач нормально включений
 - - вимикач нормально відключений
 - /— - роз'єднувач нормально включений
 - /— - роз'єднувач нормально відключений

Затверджую
Директор технічний
[Підпис]

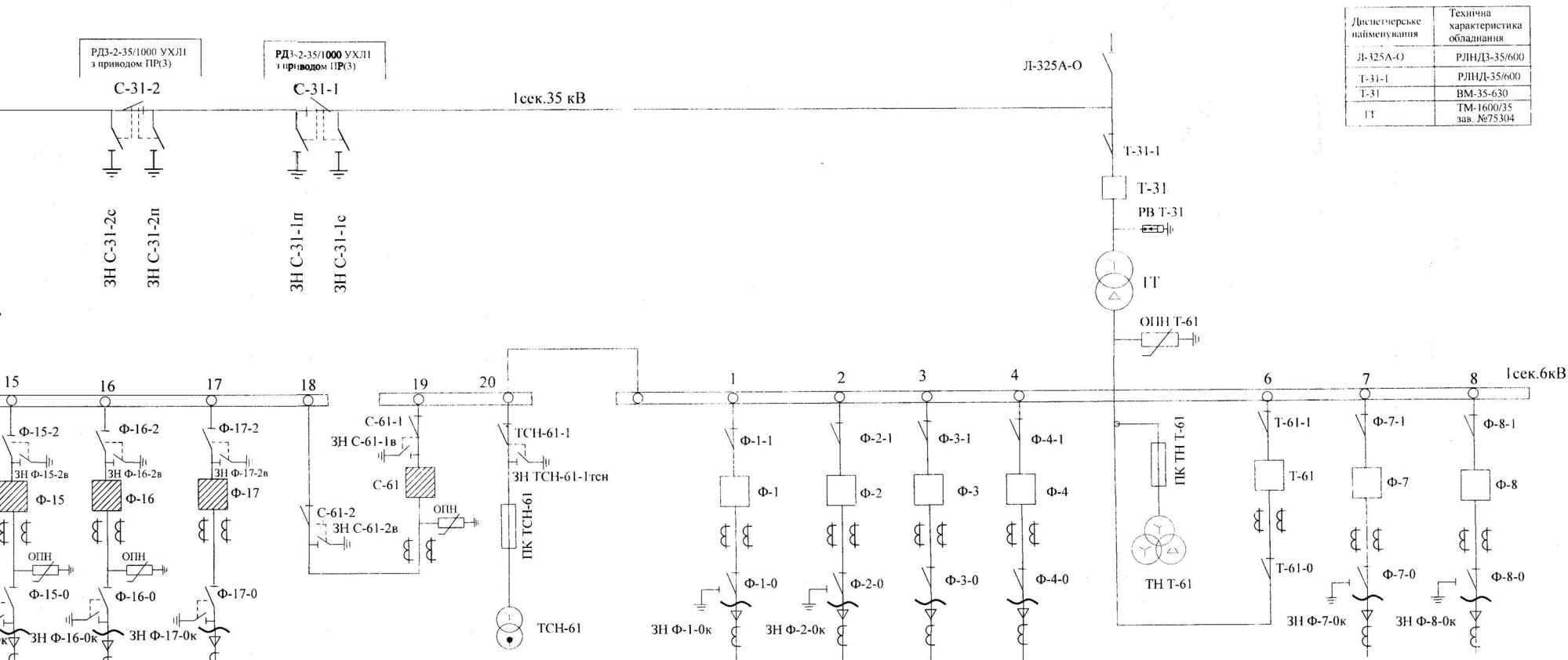
ПС "ЦТ" 35/6 кВ

Посада	П.І.Б.	Діяльність
Виконавець	Кравчук Т.М.	Кравчук Т.М.
Виконавець	Степанов С.С.	Степанов С.С.
Промисловий	Лисенко А.В.	Лисенко А.В.
Виконавець	Степанов О.Г.	Степанов О.Г.
Виконавець	Степанов С.М.	Степанов С.М.
Виконавець	Степанов С.О.	Степанов С.О.
Виконавець	Степанов С.О.	Степанов С.О.

Одностороння схема нормального режиму
станом на 04.01.2020
смт. Губини́ха-1

Дільниця Гвардійська
Павлоградських РЕМ

Пр.АТ "ДТЕК ДНІПРОБЛЕНЕРГО"



Диспетчерське найменування	Технічна характеристика обладнання
Л-325А-О	РЛНД/З-35/600
Т-31-1	РЛНД/З-35/600
Т-31	ВМ-35-630
ТТ	ТМ-1600/35 зав. №75304

15	16	17	18	19	20	1	2	3	4	6	7	8
ВВ/TEL-6-630У2	ВВ/TEL-6-630У2	ВВ/TEL-6-630У2	ВВ/TEL-6-1000У2	ВВ/TEL-6-1000У2	ВВ/TEL-6-1000У2	ВМГ-133 П/600	ВМГ-133 П/600	ВМГ-133 П/600	ВМГ-133 П/600	ВМГ-133 П/600	ВМГ-133 П/600	ВМГ-133 П/600
РВ-6/400	РВ-6/400	РВ-6/400	РВ-6/400	РВ-6/400	РВ-6/400	РВ-6/400	РВ-6/400	РВ-6/400	РВ-6/400	РВ-6/400	РВ-6/400	РВ-6/400
ТЛК-10, 300/5	ТЛК-10, 300/5	ТЛК-10, 300/5	ТЛК-10, 1000/5	ТЛК-10, 1000/5	ТЛК-10, 1000/5	ТЛК-10 50/5	ТЛК-10 75/5	ТЛК-10 75/5	ТЛК-10 50/5	ТЛК-10 400/5	ТЛК-10 75/5	ТЛК-10 200/5
ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6
Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв

Затверджую:

Директор технічний

02 01 2020

Ф.С. Івашук

П.І.Б.	Підпис
Стар. майстер	Воронов А.В.
Керівник ОДГ	Козар О.В.
Гол. інжен. КРЕМ	Остапенко М.І.
Пров. інженер	Лізьмець А.В.
Нач. ОДС	Лізьмець С.С.
Нач. ВТБ	Крюкова Т.М.
Креслив	Дудорова В.С.

ПС 35/6 кВ "Чешка"

Схема однолінійна
нормального режиму
станом на 02.01.2020

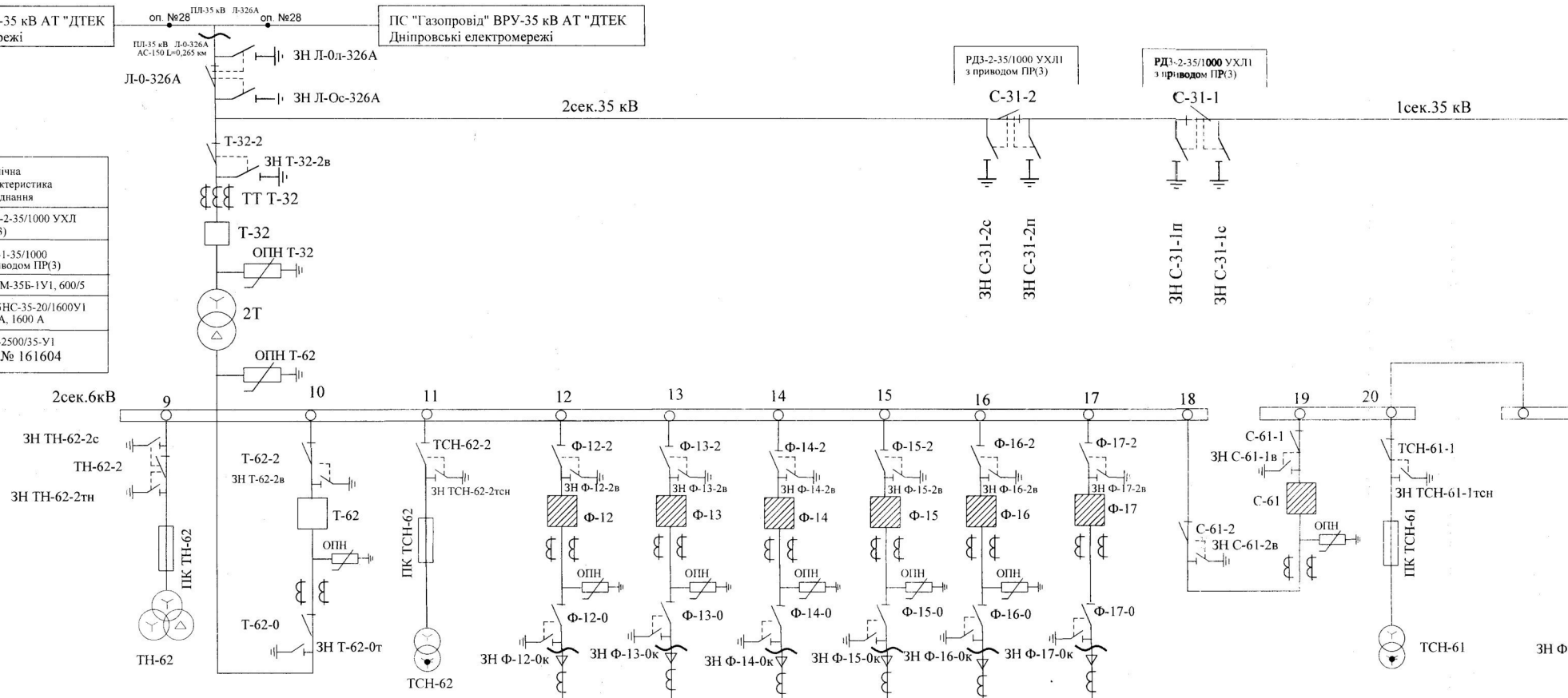
Криворізький РЕМ

Літ	Маса	Масштаб
Арк.	Аркушів	
ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"		

ПС "Батуринська" ВРУ-35 кВ АТ "ДТЕК
Дніпровські електромережі

ПС "Газопровід" ВРУ-35 кВ АТ "ДТЕК
Дніпровські електромережі

Диспетчерське найменування	Технічна характеристика обладнання
Л-О-326А	РДЗ-2-35/1000 УХЛІ ПР(3)
Т-32-2	РДЗ-1-35/1000 з приводом ПР(3)
ТТ Т-32	ТФЗМ-35В-1У1, 600/5
Т-32	ВР 35НС-35-20/1600У1 20 кА, 1600 А
2Т	ТМН-2500/35-У1 зав. № 161604



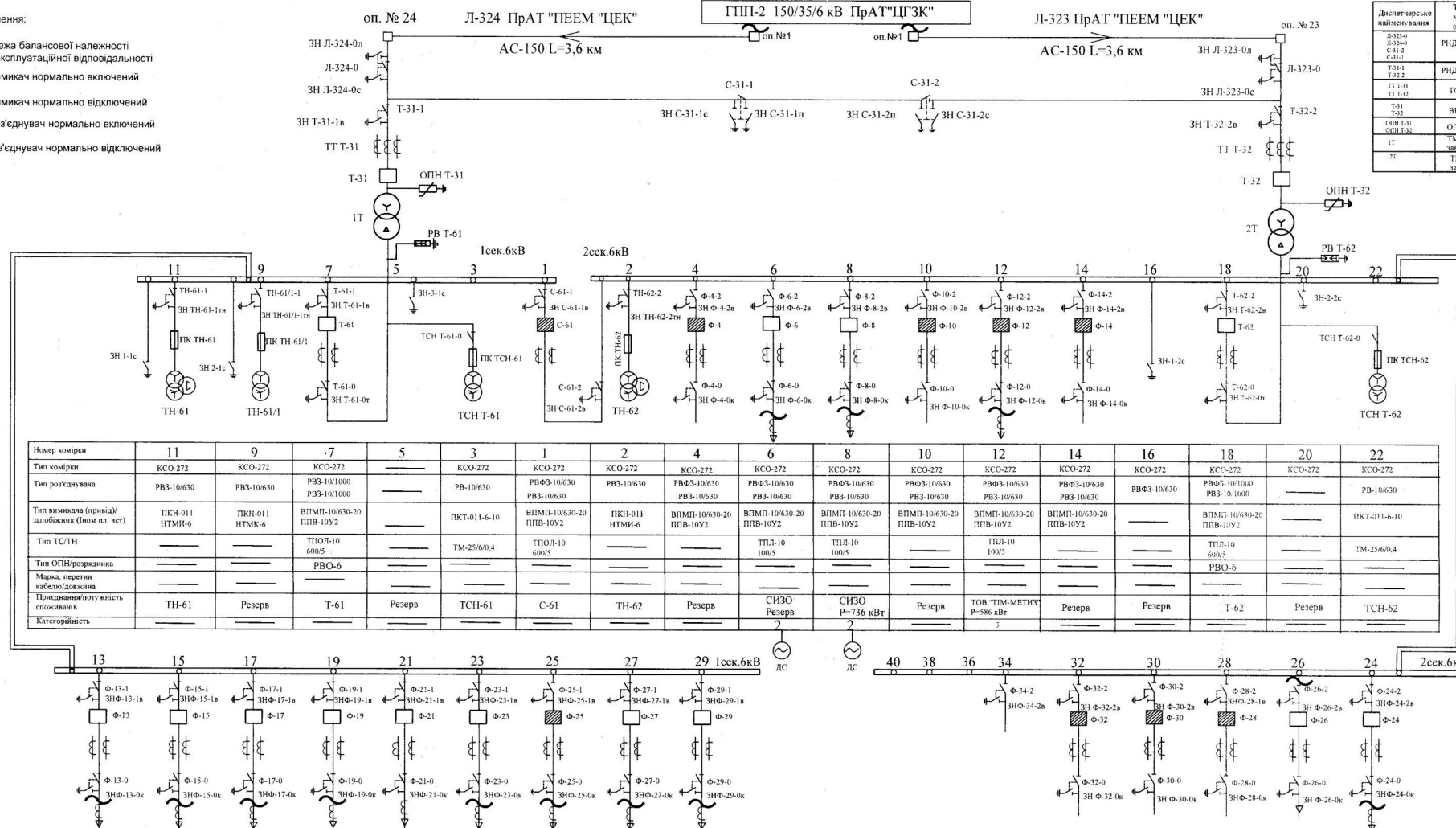
Номер комірки	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	---	---
Тип комірки	НАМИТ-10-2-У2 6000/100	ВВ/ТЕЛ-6-1000У2	ТМ-40/6 ±2х2.5%	ВВ/ТЕЛ-6-630У2	ВВ/ТЕЛ-6-630У2	ВВ/ТЕЛ-6-630У2	ВВ/ТЕЛ-6-630У2	ВВ/ТЕЛ-6-630У2	ВВ/ТЕЛ-6-630У2	ВВ/ТЕЛ-6-630У2	ВВ/ТЕЛ-6-1000У2	ТМ-40/6 ±2х2.5%	---	---
Тип роз'єднувача	НАМИТ-10-2-У2 6000/100	ВВ/ТЕЛ-6-1000У2	ТМ-40/6 ±2х2.5%	ВВ/ТЕЛ-6-630У2	ВВ/ТЕЛ-6-630У2	ВВ/ТЕЛ-6-630У2	ВВ/ТЕЛ-6-630У2	ВВ/ТЕЛ-6-630У2	ВВ/ТЕЛ-6-630У2	ВВ/ТЕЛ-6-630У2	ВВ/ТЕЛ-6-1000У2	ТМ-40/6 ±2х2.5%	---	---
Тип вимикача (привід)/ запобіжник (Іном пл. вст)	---	РВ-6/400	---	РВ-6/400	РВ-6/400	РВ-6/400	РВ-6/400	РВ-6/400	РВ-6/400	РВ-6/400	РВ-6/400	РВ-6/400	---	---
Тип ТСТН	ПК-10	ТЛК-10, 1000/5	ПК-10	ТЛК-10, 300/5	ТЛК-10, 300/5	ТЛК-10, 300/5	ТЛК-10, 300/5	ТЛК-10, 300/5	ТЛК-10, 300/5	ТЛК-10, 300/5	ТЛК-10, 1000/5	ПК-011-6-10А	---	---
Тип ОПН/розрядника	---	ОПН-6	---	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6	---	---	ОПН-6	---	---	---
Марка, перетин кабелю/довжина	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Призначення/ потужність споживачів	ТН-62	Т-62	ТЧН-62	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	---	---	---	---
Категорійність	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Умовні позначення:

- межа балансової належності та експлуатаційної відповідальності
- вимикач нормально включений
- вимикач нормально відключений
- роз'єднувач нормально включений
- роз'єднувач нормально відключений

Умовні позначення:

- межа балансової належності та експлуатаційної відповідальності
- вимикач нормально включений
- вимикач нормально відключений
- роз'єднувач нормально включений
- роз'єднувач нормально відключений



Диспетчерська каміньчанина	Технічна характеристика обладнання
Л-323-0	РНДЗ-2-35/1000-УХЛП
Л-324-0	РНДЗ-1-35/1000-УХЛП
С-31-1	ТФ3М-35-IV 600/5
Т-31-1	Т-31
Т-31-2	ВР35НС-35-20/1600
Т-31-3	ОПН-35/40,5/10/550
ОПН Т-31	ТМ-6300, 35/5 кВ
ОПН Т-32	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-1	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-2	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-3	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-4	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-5	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-6	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-7	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-8	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-9	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-10	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-11	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-12	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-13	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-14	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-15	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-16	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-17	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-18	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-19	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-20	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-21	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-22	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-23	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-24	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-25	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-26	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-27	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-28	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-29	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-30	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-31	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-32	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-33	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-34	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-35	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-36	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-37	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-38	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-39	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-40	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-41	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-42	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-43	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-44	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-45	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-46	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-47	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-48	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-49	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-50	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-51	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-52	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-53	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-54	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-55	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-56	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-57	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-58	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-59	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-60	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-61	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-62	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-63	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-64	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-65	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-66	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-67	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-68	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-69	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-70	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-71	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-72	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-73	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-74	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-75	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-76	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-77	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-78	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-79	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-80	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-81	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-82	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-83	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-84	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-85	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-86	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-87	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-88	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-89	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-90	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-91	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-92	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-93	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-94	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-95	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-96	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-97	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-98	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-99	ТМ-6300, 35/5 кВ
Т-32-100	ТМ-6300, 35/5 кВ

Номер комірки	11	9	7	5	3	1	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
Тип комірки	КСО-272	КСО-272	КСО-272	КСО-272	КСО-272	КСО-272	КСО-272	КСО-272	КСО-272	КСО-272	КСО-272	КСО-272	КСО-272	КСО-272	КСО-272	КСО-272	КСО-272
Тип роз'єднувача	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/1000	РВЗ-10/1000	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630
Тип вимикача (привід)/запобіжник (ном. пл. вст)	ПКН-011 НТМН-6	ПКН-011 НТМН-6	ВІМП-10/630-20 ПВВ-10/92	ВІМП-10/630-20 ПВВ-10/92	ВІМП-10/630-20 ПВВ-10/92	ВІМП-10/630-20 ПВВ-10/92	ВІМП-10/630-20 ПВВ-10/92	ВІМП-10/630-20 ПВВ-10/92	ВІМП-10/630-20 ПВВ-10/92	ВІМП-10/630-20 ПВВ-10/92	ВІМП-10/630-20 ПВВ-10/92	ВІМП-10/630-20 ПВВ-10/92	ВІМП-10/630-20 ПВВ-10/92	ВІМП-10/630-20 ПВВ-10/92	ВІМП-10/630-20 ПВВ-10/92	ВІМП-10/630-20 ПВВ-10/92	ВІМП-10/630-20 ПВВ-10/92
Тип ТС/ТН	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61
Тип ОПН/розрядника	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630
Марка, перетин кабелю/довжина	ТН-61	Резерв	ТН-61	Резерв	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61
Присадка/потужність споживача	ТН-61	Резерв	ТН-61	Резерв	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61
Категорійність	ТН-61	Резерв	ТН-61	Резерв	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61

Номер комірки	13	15	17	19	21	23	25	27	29
Тип комірки	КСО-272	КСО-272	КСО-272	КСО-272	КСО-272	КСО-272	КСО-272	КСО-272	КСО-272
Тип роз'єднувача	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630
Тип вимикача (привід)/запобіжник (ном. пл. вст)	ВІМП-10/630-20 ПВВ-10/92	ВІМП-10/630-20 ПВВ-10/92	ВІМП-10/630-20 ПВВ-10/92	ВІМП-10/630-20 ПВВ-10/92	ВІМП-10/630-20 ПВВ-10/92	ВІМП-10/630-20 ПВВ-10/92	ВІМП-10/630-20 ПВВ-10/92	ВІМП-10/630-20 ПВВ-10/92	ВІМП-10/630-20 ПВВ-10/92
Тип ТС/ТН	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61
Тип ОПН/розрядника	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630
Марка, перетин кабелю/довжина	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61
Присадка/потужність споживача	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61
Категорійність	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61

Номер комірки	34	32	30	28	26	24
Тип комірки	КСО-285	КСО-285	КСО-272	КСО-272	КСО-272	КСО-272
Тип роз'єднувача	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630
Тип вимикача (привід)/запобіжник (ном. пл. вст)	ВІМП-10/630-20 ПВВ-10/92	ВІМП-10/630-20 ПВВ-10/92	ВІМП-10/630-20 ПВВ-10/92	ВІМП-10/630-20 ПВВ-10/92	ВІМП-10/630-20 ПВВ-10/92	ВІМП-10/630-20 ПВВ-10/92
Тип ТС/ТН	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61
Тип ОПН/розрядника	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630	РВЗ-10/630
Марка, перетин кабелю/довжина	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61
Присадка/потужність споживача	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61
Категорійність	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61	ТН-61

Затверджую:

Директор технічний

02 01

Ф.С. Іващук

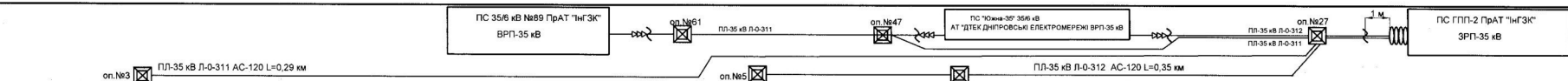
ПС 35/6кВ №3

Схема однолінійна нормального режиму станом на 02.01.2020

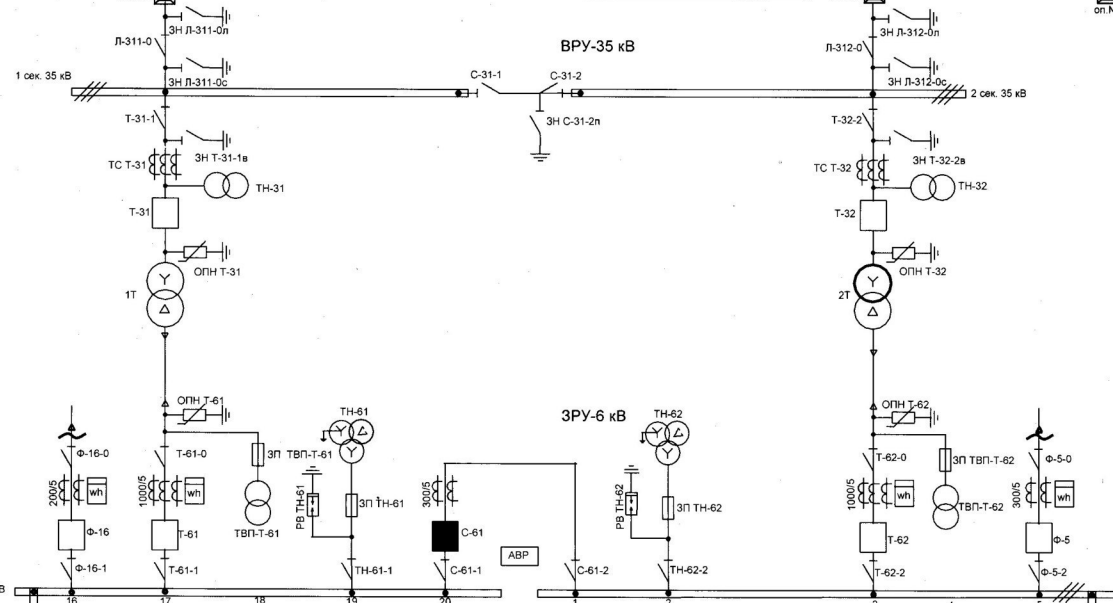
Літ	Маса	Масштаб
Арк.	Аркушів	

Криворізькі РЕМ

ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"



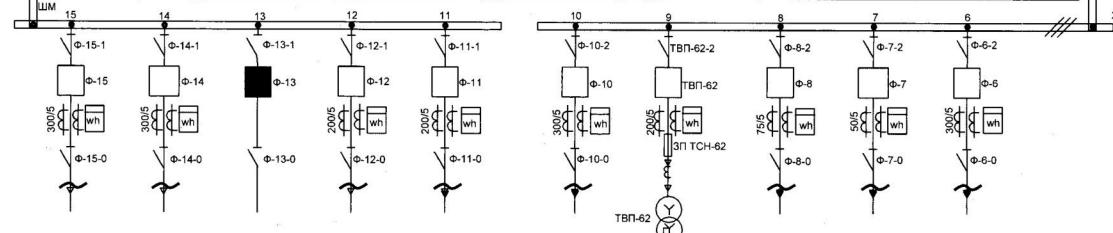
Диспетчерське найменування	Технічна характеристика обладнання
Л-311	АС-120 L=7,4 км
Л-312	АС-120 L=6,5 км
Л-311-0	роз'єднувач РНДЗ-2-35/1000 з приводом ПРН-220М
Л-312-0	роз'єднувач РНДЗ-2-35/1000 з приводом ПРН-220М
С-31-1	роз'єднувач РНДЗ-16-35/1000 з приводом ПРН-220М
С-31-2	роз'єднувач РНДЗ-16-35/1000 з приводом ПРН-220М
Т-31-1	роз'єднувач РНДЗ-16-35/1000 з приводом ПРН-220М
Т-32-2	роз'єднувач РНДЗ-16-35/1000 з приводом ПРН-220М
ТС Т-31	ФЗМ-355-У/У1 200/5
ТС Т-32	ФЗМ-355-У/У1 200/5
ТН-31	НОМ-35-66 У-1 35000/100
ТН-32	НОМ-35-66 У-1 35000/100
Т-31	ВР 35 НС-35-20/1600
Т-32	ВР 35 НС-35-20/1600
ОПН Т-31	ОПН 35
ОПН Т-32	ОПН 35
1Т	ТМН-6300/35-У1 №162675
2Т	ТМН-6300/35-У1 №162674



Номер комірки	16	17	18	19	20	1	2	3	4	5
Тип комірки	РВ-2/630	РВ-2/1000	РВ-2/1000	РВ-2/1000	РВ-2/1000	РВ-2/1000	РВ-2/1000	РВ-2/1000	РВ-2/1000	РВ-2/1000
Тип роз'єднувача	РВ-2/630	РВ-2/1000	РВ-2/1000	РВ-2/1000	РВ-2/1000	РВ-2/1000	РВ-2/1000	РВ-2/1000	РВ-2/1000	РВ-2/1000
Тип розрядника	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
ОПН	---	ОПН-МВК 8	---	---	---	---	---	---	---	---
Тип вимикача(привід)	ВМГ-133/630	ВР1-10-20/1000/2	ВМГ-133/630	ВМГ-133/630	ВМГ-133/630	ВМГ-133/630	ВМГ-133/630	ВМГ-133/630	ВМГ-133/630	ВМГ-133/630
Запобіжник(ном.пл.вст.)	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Тип ТС/ТН	ТПОЛ-10 У3 200/5	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Тип ТВП	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Призначення/потужність споживачів	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Категорійність	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

- ~ межа балансової належності та експлуатаційної відповідальності
- вимикач нормально включений
- вимикач нормально відключений
- ⚡ роз'єднувач нормально включений
- ⚡ роз'єднувач нормально відключений



Номер комірки	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6
Тип комірки	РВ-2/630	РВ-2/630	РВ-2/630	РВ-2/630	РВ-2/630	РВ-2/630	РВ-2/630	РВ-2/630	РВ-2/630	РВ-2/630
Тип роз'єднувача	РВ-2/630	РВ-2/630	РВ-2/630	РВ-2/630	РВ-2/630	РВ-2/630	РВ-2/630	РВ-2/630	РВ-2/630	РВ-2/630
Тип вимикача(привід)	ВМГ-133/630	ВМГ-133/630	ВМГ-133/630	ВМГ-133/630	ВМГ-133/630	ВМГ-133/630	ВМГ-133/630	ВМГ-133/630	ВМГ-133/630	ВМГ-133/630
Запобіжник(ном.пл.вст.)	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Тип ТС/ТН	ТПОЛ-10 У3 300/5	ТПОЛ-10 У3 300/5	---	---	---	---	---	---	---	---
Тип ТВП	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Марка, перетин кабелю/довжина	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Призначення/потужність споживачів	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Категорійність	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Затверджую:
Директор технічний
Ф.С. Івашук

Посада	П.І.Б.	Підпис
Нач. ВТВ	Крюкова Т.М.	
Нач. ОДС	Людська С.С.	
Пров. эк. СПС	Лимець А.В.	
Гол. эк. Кр.РЕМ	Осоголенко М.І.	
Нач. Дільниці ІН	Жирія О.В.	

ПС № 5 "Жилселище" 35/6 кВ

Однoliniна схема нормального режиму станом на 01.01.2020.

м.Кривий Ріг. вул. Каткова, 9а.

Дільниця Інгутельська Криворізьких РЕМ

ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"

Диспетчерське найменування	Технічна характеристика обладнання
T-34-2 T-33-1	РНДЗ-1Б-35У/100СУ1
T-34-0 T-33-0	35 кВ, 1000А
T-34	МКП-35Б-1000-25
T-33	МКП-35Б-1000-25
з вбудованими ТС	ТВ-35/25-200-600/5
ТС Т-34	ТФ3М-35Б-1У 50/5
ТС Т-33	ТФ3М-35Б-1У 50/5
PB-34 PB-33	PBC-35
3Т	ТМ-2500/35 зав. № 76259
4Т	ТМ-3200/35 зав. № 999
ОПН-Т-63	ОПНн - 6/7 2 У1
ОПН-Т-64	ОПНн - 6/7 2 У1

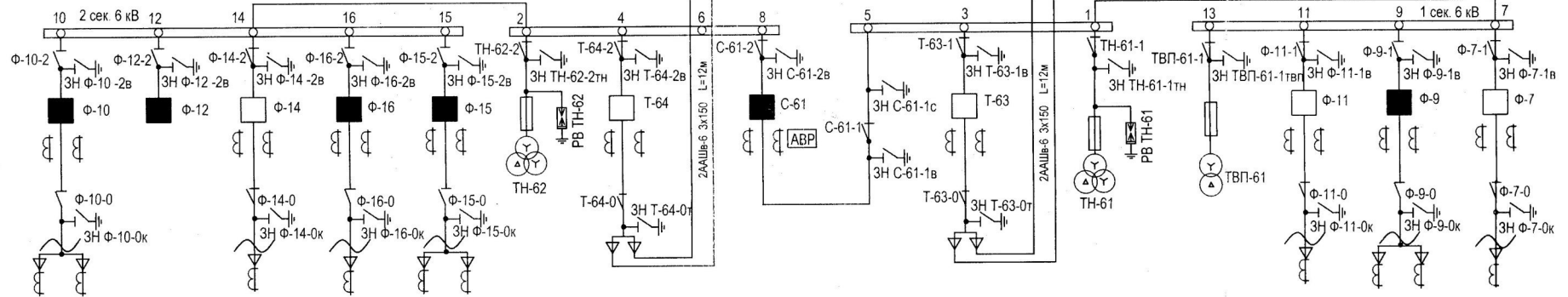
ВРУ-35 кВ

AC-120 L=0,060KM

T-33-0


T-34-2
3H T-34-2B
T-33-1
3H T-33-1B


с 330 кв "Прометей"
ДНІПРОВСЬКІ ЕС





Номер комірки	10	12	14	16	15	2	4	6	8	5	3	1	13	11	9	7
Тип комірки	KCO-272	KCO-272	KCO-272	KCO-272	KCO-272	KCO-272	KCO-272	KCO-272	KCO-272	KCO-272	KCO-272	KCO-272	KCO-272	KCO-272	KCO-272	KCO-272
Тип роз'єднувача	PB3-10/ PB-6	PB3-10/ PB-6	PB3-10/PB-6	PB3-10/ PB-6	PB3-10/ PB-6	PB3-10/ PB-6	PB3-10/ PB-6	-----	PB3-10	PB-10-1000	PB3-10/ PB-6	PB3-10	PB3-10	PB3-10/ PB-6	PB3-10/ PB-6	PB3 10/ PB-6
Тип вимикача (привід)/ запобіжник (іном пл. вст)	ВМГ-10-630 ПЕ-11	ВМГ-10-630	ВМГ-10-630 ПЕ-11	ВМГ-10-630 ПЕ-11	ВМГ-10-630 ПЕ-11	ПКТН-6	ВМГ-10-630 ПЕ-11	-----	ВМГ-10-630 ПЕ-11	-----	ВМГ-10-630 ПЕ-11	ПКТН-6	ПК-10-5А	ВМГ-10-630 ПЕ-11	ВМГ-10-630 ПЕ-11	ВМГ-10-630 ПЕ-11
Тип ТС/ТН/ТВП	ТПЛ-10 100/5	-----	ТПЛ-10 75/5	ТПЛ-10 150/5	ТПЛ-10 50/5	НТММ-6-66У3 6000/100В РВО-6	ТПЛ-10 300/5	-----	ТПЛ-10 300/5	-----	ТПЛ-10 300/5	НТММ-6-66У3 6000/100В	ТМ-25 6/0,4кВ	ТПЛ-10 75/5	ТПЛ-10 50/5	ТПЛ-10 150/5
Тип ОПН/ Розрядника	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
Марка, переріз кабелю/довжина	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	2 ААШв-6 3х150	-----	-----	2 ААШв-6 3х150	-----	-----	-----	-----	-----
Приднання/ потужність споживачів	Резерв	Резерв	"Кам'янська випра- на колонія №34" 824,0 кВт	ФОП Лісничий І.С. 500 кВт	Резерв	ТН-62	Ввід 4Т	Резерв	С-61	С-61-1	Ввід 3Т	ТН-61	ТСН-61	"Кам'янська випра- на колонія №34" 824,0 кВт	-----	ФОП Бутенко 500 кВт
Категорійність	-----	-----	II,III	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	II,III	-----	II,III


Умовні позначення:

 - межа балансової належності
та експлуатаційної відповідальності

 - вимикач нормально включений

 - вимикач нормально відключений

 - роз'єднувач нормально включений






 - роз'єднувач нормально відключений

Затверджую:

Директор технічний

02 08

2020

Посада	П. І. Б.	Підпи
Нач. ВТВ	Крюкова Т.М.	
Нач. ОДС	Людська Є.С.	
Пров. наж. СПС	Лямець А.В.	
Нач. дл. ПС	Шейко Д.І.	
Креслив	Лямець А.В.	

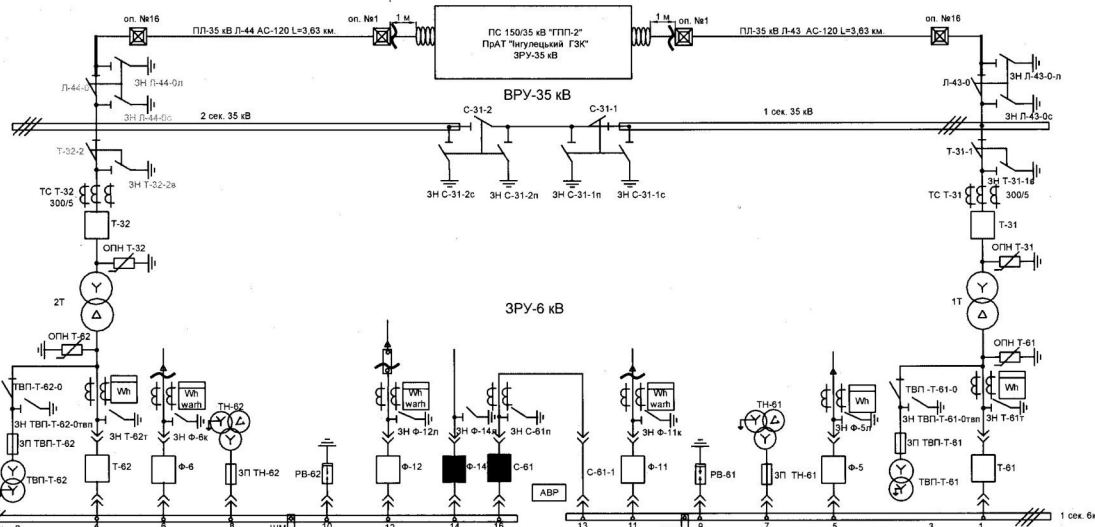
ПС-35/6 кВ "№14"

Однолінійна схема нормального
режиму
станом на 01.01.2020.

м. Кам'янське, вул. Лохвицького, 27

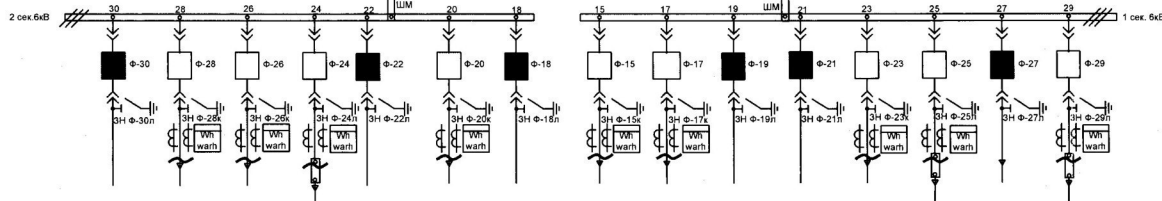
СПС

ПРАТ "ПРЕМ "ЦЕК"



Диспетчерське найменування	Технічна характеристика обладнання
Л-44	АС-120 L=3,63 км.
Л-43	АС-120 L=3,63 км.
Л-44-0	РНДЗ-2-35/1000
Л-43-0	РНДЗ-2-35/1000
С-31-2	РНДЗ-2-35/1000
С-31-1	РНДЗ-2-35/1000
Т-32-2	РНДЗ-1-35/1000
Т-31-1	РНДЗ-1-35/1000
ТС Т-32	ТФ 3М-356-У1 300/5
ТС Т-32	ТФ 3М-356-У1 300/5
Т-31	ВР 35НС-35-20/1600 У1
Т-32	ВР 35НС-35-20/1600 У1
ОПН Т-32	ОПН-35-600/40-10/УХЛ1
ОПН Т-31	ОПН-35-600/40-10/УХЛ1
1Т	ТМН-4000/35-У1 №162334
2Т	ТМН-4000/35-У1 №162335

Номер комірці	2	4	6	8	10	12	14	16	13	11	9	7	5	3	1
Тип комірці	КВЗ-6	КВЗ-6	КВЗ-6	КВЗ-6	КВЗ-6	КВЗ-6	КВЗ-6	КВЗ-6	КВЗ-6	КВЗ-6	КВЗ-6	КВЗ-6	КВЗ-6	КВЗ-6	КВЗ-6
Тип розподільча	РВЗ-6	РВЗ-6	РВЗ-6	РВЗ-6	РВЗ-6	РВЗ-6	РВЗ-6	РВЗ-6	РВЗ-6	РВЗ-6	РВЗ-6	РВЗ-6	РВЗ-6	РВЗ-6	РВЗ-6
Тип розподільча	РВЗ-6	РВЗ-6	РВЗ-6	РВЗ-6	РВЗ-6	РВЗ-6	РВЗ-6	РВЗ-6	РВЗ-6	РВЗ-6	РВЗ-6	РВЗ-6	РВЗ-6	РВЗ-6	РВЗ-6
Тип обмежувач перенапруги	ОПН Кр/ТЕЛ 6кВ	ОПН Кр/ТЕЛ 6кВ	ОПН Кр/ТЕЛ 6кВ	ОПН Кр/ТЕЛ 6кВ	ОПН Кр/ТЕЛ 6кВ	ОПН Кр/ТЕЛ 6кВ	ОПН Кр/ТЕЛ 6кВ	ОПН Кр/ТЕЛ 6кВ	ОПН Кр/ТЕЛ 6кВ	ОПН Кр/ТЕЛ 6кВ	ОПН Кр/ТЕЛ 6кВ	ОПН Кр/ТЕЛ 6кВ	ОПН Кр/ТЕЛ 6кВ	ОПН Кр/ТЕЛ 6кВ	ОПН Кр/ТЕЛ 6кВ
Тип масляного автоматичного запобіжника (ном. пласт.)	ПКТ-6/2,5 А	ВМП-61/1000 з приводом ПЗ-11	ВМП-61/630 з приводом ПЗ-11	НАММ-10-95 УХЛ2 Ун/Ун/Л/О	ВМП-61/630 з приводом ПЗ-11	ВМП-61/630 з приводом ПЗ-11	ВМП-61/1000 з приводом ПЗ-11	ВМП-61/630 з приводом ПЗ-11	ВМП-61/630 з приводом ПЗ-11	ВМП-61/630 з приводом ПЗ-11	ПКТ-6/2,5 А	ВМП-61/630 з приводом ПЗ-11	ПКТ-6/2,5 А	ВМП-61/1000 з приводом ПЗ-11	ВМП-61/1000 з приводом ПЗ-11
Тип ТН/ТС	ТНП-10 У3 1500/5	ТНП-10 У3 300/5	ТНП-10 У3 300/5	НАММ-10-95 УХЛ2 Ун/Ун/Л/О	ТНП-10 У3 150/5	ТНП-10 У3 150/5	ТНП-10 У3 1000/5	ТНП-10 У3 400/5	ТНП-10 У3 400/5	ТНП-10 У3 400/5	НАММ-10-95 УХЛ2 Ун/Ун/Л/О	ТНП-10 У3 150/5	ТНП-10 У3 1500/5	ТНП-10 У3 1500/5	ТНП-10 У3 1500/5
Тип ТВП	ТМ 63-6/0,4 (6А/91А)	ТМ 63-6/0,4 (6А/91А)	ТМ 63-6/0,4 (6А/91А)	ТМ 63-6/0,4 (6А/91А)	ТМ 63-6/0,4 (6А/91А)	ТМ 63-6/0,4 (6А/91А)	ТМ 63-6/0,4 (6А/91А)	ТМ 63-6/0,4 (6А/91А)	ТМ 63-6/0,4 (6А/91А)	ТМ 63-6/0,4 (6А/91А)	ТМ 63-6/0,4 (6А/91А)	ТМ 63-6/0,4 (6А/91А)	ТМ 63-6/0,4 (6А/91А)	ТМ 63-6/0,4 (6А/91А)	ТМ 63-6/0,4 (6А/91А)
Марка, перетин кабелю/довжина	АС-35 L=750 м	АС-35 L=750 м	АС-35 L=750 м	АС-35 L=750 м	АС-35 L=750 м	АС-35 L=750 м	АС-35 L=750 м	АС-35 L=750 м	АС-35 L=750 м	АС-35 L=750 м	АС-35 L=750 м	АС-35 L=750 м	АС-35 L=750 м	АС-35 L=750 м	АС-35 L=750 м
Присадка, потужність споживачів	ТМН-4000/35 У1 66А/366 А	ТМН-4000/35 У1 66А/366 А	ТМН-4000/35 У1 66А/366 А	ТМН-4000/35 У1 66А/366 А	ТМН-4000/35 У1 66А/366 А	ТМН-4000/35 У1 66А/366 А	ТМН-4000/35 У1 66А/366 А	ТМН-4000/35 У1 66А/366 А	ТМН-4000/35 У1 66А/366 А	ТМН-4000/35 У1 66А/366 А	ТМН-4000/35 У1 66А/366 А	ТМН-4000/35 У1 66А/366 А	ТМН-4000/35 У1 66А/366 А	ТМН-4000/35 У1 66А/366 А	ТМН-4000/35 У1 66А/366 А
Категорійність	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3



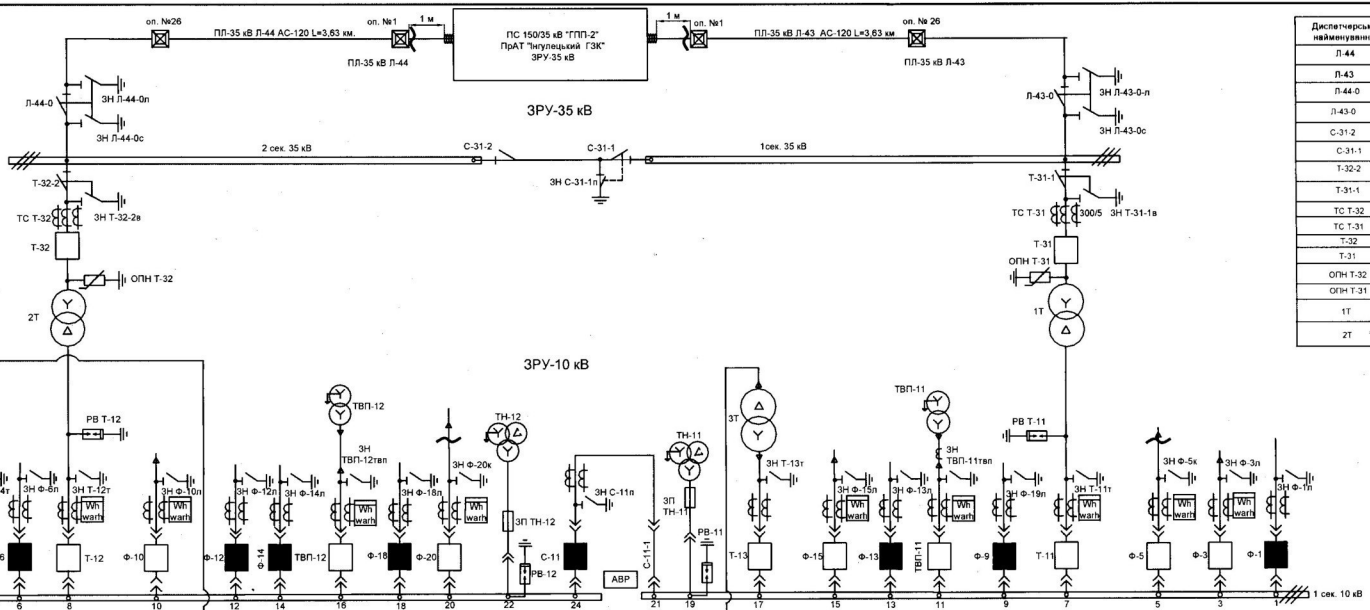
Номер комірці	30	28	26	24	22	20	18	15	17	19	21	23	25	27	29
Тип комірці	КВЗ-6	КВЗ-6	КВЗ-6	КВЗ-6	КВЗ-6	КВЗ-6	КВЗ-6	КВЗ-6	КВЗ-6	КВЗ-6	КВЗ-6	КВЗ-6	КВЗ-6	КВЗ-6	КВЗ-6
Тип масляного автоматичного запобіжника (ном. пласт.)	ВМП-61/630 з приводом ПЗ-11	ВМП-61/630 з приводом ПЗ-11	ВМП-61/630 з приводом ПЗ-11	ВМП-61/630 з приводом ПЗ-11	ВМП-61/630 з приводом ПЗ-11	ВМП-61/630 з приводом ПЗ-11	ВМП-61/630 з приводом ПЗ-11	ВМП-61/630 з приводом ПЗ-11	ВМП-61/630 з приводом ПЗ-11	ВМП-61/630 з приводом ПЗ-11	ВМП-61/630 з приводом ПЗ-11	ВМП-61/630 з приводом ПЗ-11	ВМП-61/630 з приводом ПЗ-11	ВМП-61/630 з приводом ПЗ-11	ВМП-61/630 з приводом ПЗ-11
Тип ТН/ТС	ТНП-10 У3 400/5	ТНП-10 У3 200/5	ТНП-10 У3 200/5	ТНП-10 У3 400/5	ТНП-10 У3 400/5	ТНП-10 У3 400/5	ТНП-10 У3 400/5	ТНП-10 У3 400/5	ТНП-10 У3 400/5	ТНП-10 У3 400/5	ТНП-10 У3 400/5	ТНП-10 У3 400/5	ТНП-10 У3 400/5	ТНП-10 У3 400/5	ТНП-10 У3 400/5
Марка, перетин кабелю/довжина	АС-120 L=2100 м	АС-120 L=800 м	АС-120 L=800 м	АС-120 L=800 м	АС-120 L=800 м	АС-120 L=800 м	АС-120 L=800 м	АС-120 L=800 м	АС-120 L=800 м	АС-120 L=800 м	АС-120 L=800 м	АС-120 L=800 м	АС-120 L=800 м	АС-120 L=800 м	АС-120 L=800 м
Присадка, потужність споживачів	резерв	ПАТ "Надежда" ввід №3 Р _{ном} =630 кВт	ПАТ "Проміселект" ввід №1 Р _{ном} =1300 кВт	ПАТ "Проміселект" ввід №2 Р _{ном} =726,8 кВт	ПАТ "Проміселект" ввід №2 Р _{ном} =726,8 кВт	ПАТ "Проміселект" ввід №2 Р _{ном} =726,8 кВт	ПАТ "Проміселект" ввід №2 Р _{ном} =726,8 кВт	ПАТ "Надежда" ввід №1 Р _{ном} =630 кВт	ПАТ "Надежда" ввід №1 Р _{ном} =630 кВт	ПАТ "Надежда" ввід №1 Р _{ном} =630 кВт	ПАТ "Надежда" ввід №1 Р _{ном} =630 кВт	ПАТ "Надежда" ввід №1 Р _{ном} =630 кВт	ПАТ "Надежда" ввід №1 Р _{ном} =630 кВт	ПАТ "Надежда" ввід №1 Р _{ном} =630 кВт	ПАТ "Надежда" ввід №1 Р _{ном} =630 кВт
Категорійність	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

- ~ - межа балансової належності та експлуатаційної відповідальності
- - вимикач нормально закритий
- - вимикач нормально відкритий
- ⚡ - роз'єднувач нормально закритий
- ⚡ - роз'єднувач нормально відкритий

Затверджую
Директор технічний
Ф.О. Івашук

Посада	П.І.Б.	Підпис	ПС №47 35/6 кВ "Західна"
Нач. ВТВ	Крюкова Т.М.		
Нач. ОДС	Лявська С.С.		
Пров. інж. СПС	Лявська А.В.		
Гол. інж. Кр/РЕМ	Остапенко М.І.		
Нач. дільниці ін.	Жиря О.В.		
Кресля	Максюта Н.В.		
Літ	Маса	Масштаб	
Аркуш 2	Аркуш 73		
Дільниця Ігульська Криворізьких РЕМ	ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"		

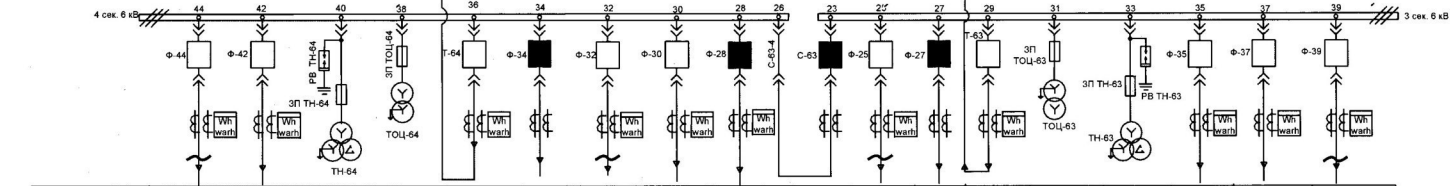


Диспетчерська найменування	Технічна характеристика обладнання
Л-44	АС-120 L=3,63 км.
Л-43	АС-120 L=3,63 км.
Л-44-0	РДЗ-2-35/1000 У 1 з приводом ПР-90У1
Л-43-0	РДЗ-2-35/1000 У 1 з приводом ПР-90У1
С-31-2	РДЗ-2-35/1000 У 1 з приводом ПР-90У1
С-31-1	РДЗ-2-35/1000 У 1 з приводом ПР-90У1
Т-32-2	РДЗ-1-35/1000 У 1 з приводом ПР-90У1
Т-31-1	РДЗ-1-35/1000 У 1 з приводом ПР-90У1
ТС Т-32	ТЭМ-356-У1 30005
ТС Т-31	ТЭМ-356-У1 30005
Т-32	ВР 35НС-35-201600 У1
Т-31	ВР 35НС-35-201600 У1
ОГН Т-32	ОГН-35/550/40,5-10ПХУЛ1
ОГН Т-31	ОГН-35/550/40,5-10ПХУЛ1
1Т	ТДНС-10000/35-У1 №140359
2Т	ТДНС-10000/35-У1 №141020

Номер комір	2	4	6	8	10
Тип комір	КРУ 10кВ КМ-1-10	КРУ 10кВ КМ-1-10	КРУ 10кВ КМ-1-10	КРУ 10кВ КМ-1-10	КРУ 10кВ КМ-1-10
Тип розрядника	РВО-10У1	РВО-10У1	РВО-10У1	РВО-10У1	РВО-10У1
Тип масляного вимикача (привід)/запобіжника (ном. пл.ст.)	БК-10 1000А(630А) привід 48425	БК-10 1000А(630А) привід 48425	БК-10 1000А(630А) привід 48425	БК-10 1000А(630А) привід 48425	БК-10 1000А(630А) привід 48425
Тип ТС/ТН	ТПЛ-10 200/5	ТПЛ-10 400/5	ТПЛ-10 200/5	ТПЛ-10 400/5	ТПЛ-10 200/5
Тип ТВП	---	---	---	---	---
Марка, перетин кабелю/довжина	---	ААШв 3х95 мм ² L=70 м	---	---	---
Призначення, потужність споживачів	резерв	ком 36 4 сек. 6 кВ	резерв	ТДНС-10000/35-У1 36,75/10,5 кВ 66366,6А	до ТП-857 ком 4
Категоричність	---	---	---	---	---

Номер комір	12	14	16	18	20	22	24	21	19
Тип комір	КРУ 10кВ КМ-1-10	КРУ 10кВ КМ-1-10	КРУ 10кВ КМ-1-10	КРУ 10кВ КМ-1-10	КРУ 10кВ КМ-1-10	КРУ 10кВ КМ-1-10	КРУ 10кВ КМ-1-10	КРУ 10кВ КМ-1-10	КРУ 10кВ КМ-1-10
Тип розрядника	РВО-10У1	РВО-10У1	РВО-10У1	РВО-10У1	РВО-10У1	РВО-10У1	РВО-10У1	РВО-10У1	РВО-10У1
Тип масляного вимикача (привід)/запобіжника (ном. пл.ст.)	БК-10 1000А(630А) привід 48425	БК-10 1000А(630А) привід 48425	БК-10 1000А(630А) привід 48425	БК-10 1000А(630А) привід 48425	БК-10 1000А(630А) привід 48425	БК-10 1000А(630А) привід 48425	БК-10 1000А(630А) привід 48425	БК-10 1000А(630А) привід 48425	БК-10 1000А(630А) привід 48425
Тип ТС/ТН	ТПЛ-10 100/5	ТПЛ-10 100/5	ТПЛ-10 100/5	ТПЛ-10 100/5	ТПЛ-10 100/5	ТПЛ-10 100/5	ТПЛ-10 100/5	ТПЛ-10 100/5	ТПЛ-10 100/5
Тип ТВП	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Марка, перетин кабелю/довжина	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Призначення, потужність споживачів	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв
Категоричність	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Номер комір	17	15	13	11	9	7	5	3	1
Тип комір	КРУ 10кВ КМ-1-10	КРУ 10кВ КМ-1-10	КРУ 10кВ КМ-1-10	КРУ 10кВ КМ-1-10	КРУ 10кВ КМ-1-10	КРУ 10кВ КМ-1-10	КРУ 10кВ КМ-1-10	КРУ 10кВ КМ-1-10	КРУ 10кВ КМ-1-10
Тип розрядника	РВО-10У1	РВО-10У1	РВО-10У1	РВО-10У1	РВО-10У1	РВО-10У1	РВО-10У1	РВО-10У1	РВО-10У1
Тип масляного вимикача (привід)/запобіжника (ном. пл.ст.)	БК-10 1000А(630А) привід 48425	БК-10 1000А(630А) привід 48425	БК-10 1000А(630А) привід 48425	БК-10 1000А(630А) привід 48425	БК-10 1000А(630А) привід 48425	БК-10 1000А(630А) привід 48425	БК-10 1000А(630А) привід 48425	БК-10 1000А(630А) привід 48425	БК-10 1000А(630А) привід 48425
Тип ТС/ТН	ТПЛ-10 400/5	ТПЛ-10 100/5	ТПЛ-10 300/5	ТПЛ-10 200/5	ТПЛ-10 100/5	ТПЛ-10 100/5	ТПЛ-10 100/5	ТПЛ-10 100/5	ТПЛ-10 100/5
Тип ТВП	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Марка, перетин кабелю/довжина	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Призначення, потужність споживачів	ком 29 3 сек. 6 кВ	до ТП-855 ком 1	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв
Категоричність	---	---	---	---	---	---	---	---	---



Номер комір	44	42	40	38	36	34	32	30	28	26	23	25	27	29	31	33	35	37	39
Тип комір	КВП 6-13	КВП 6-13	КВП 6-13	КВП 6-13	КВП 6-13	КВП 6-13	КВП 6-13	КВП 6-13	КВП 6-13	КВП 6-13	КВП 6-13	КВП 6-13	КВП 6-13	КВП 6-13	КВП 6-13	КВП 6-13	КВП 6-13	КВП 6-13	КВП 6-13
Тип розрядника	РВО-6 У1	РВО-6 У1	РВО-6 У1	РВО-6 У1	РВО-6 У1	РВО-6 У1	РВО-6 У1	РВО-6 У1	РВО-6 У1	РВО-6 У1	РВО-6 У1	РВО-6 У1	РВО-6 У1	РВО-6 У1	РВО-6 У1	РВО-6 У1	РВО-6 У1	РВО-6 У1	РВО-6 У1
Тип масляного вимикача (привід)/запобіжника (ном. пл.ст.)	ВМП-10 з приводом ПТМ-10	ВМП-10 з приводом ПТМ-10	ВМП-10 з приводом ПТМ-10	ВМП-10 з приводом ПТМ-10	ВМП-10 з приводом ПТМ-10	ВМП-10 з приводом ПТМ-10	ВМП-10 з приводом ПТМ-10	ВМП-10 з приводом ПТМ-10	ВМП-10 з приводом ПТМ-10	ВМП-10 з приводом ПТМ-10	ВМП-10 з приводом ПТМ-10	ВМП-10 з приводом ПТМ-10	ВМП-10 з приводом ПТМ-10	ВМП-10 з приводом ПТМ-10	ВМП-10 з приводом ПТМ-10	ВМП-10 з приводом ПТМ-10	ВМП-10 з приводом ПТМ-10	ВМП-10 з приводом ПТМ-10	ВМП-10 з приводом ПТМ-10
Тип ТС/ТН	ТПЛ-10-0,5/10/100/5	ТПЛ-10-0,5/10/100/5	ТПЛ-10-0,5/10/100/5	ТПЛ-10-0,5/10/100/5	ТПЛ-10-0,5/10/100/5	ТПЛ-10-0,5/10/100/5	ТПЛ-10-0,5/10/100/5	ТПЛ-10-0,5/10/100/5	ТПЛ-10-0,5/10/100/5	ТПЛ-10-0,5/10/100/5	ТПЛ-10-0,5/10/100/5	ТПЛ-10-0,5/10/100/5	ТПЛ-10-0,5/10/100/5	ТПЛ-10-0,5/10/100/5	ТПЛ-10-0,5/10/100/5	ТПЛ-10-0,5/10/100/5	ТПЛ-10-0,5/10/100/5	ТПЛ-10-0,5/10/100/5	ТПЛ-10-0,5/10/100/5
Марка, перетин кабелю/довжина	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Призначення, потужність споживачів	КП "Кристал" БНС-66 вид 2 Р _{ном} =497 кВт, Р _{ном} =880 кВА	РП-28 ком 9 вид 2 ААШв 3х185 мм ² L=1520 м	---	---	ком 4 2 сек. 10 кВ	резерв	ТОВ "Кристал" БНС-66 вид 2 Р _{ном} =497 кВт, Р _{ном} =880 кВА	ЮНС-104 вид 2 КП "Кристал" БНС-66 вид 2 Р _{ном} =497 кВт, Р _{ном} =880 кВА	---	до ком 21	до ком 25	---	---	---	---	---	---	---	---
Категоричність	1	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

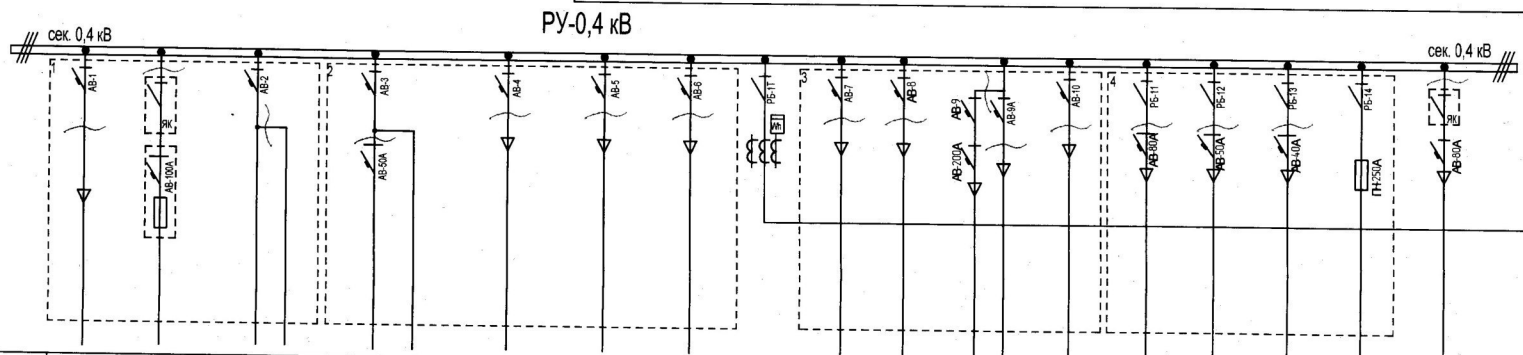
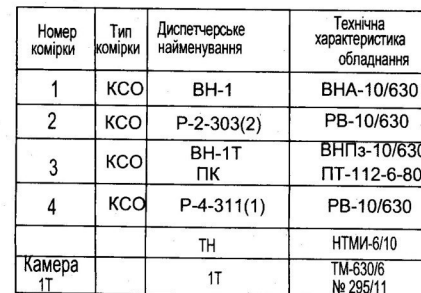
УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

- нека багатомісної маломісності та експлуатаційної відомості
- вимикач нормально відключений
- вимикач нормально відключений
- роз'єднано нормально відключений
- роз'єднано нормально відключений

Затверджую
Директор технічної
Ф.С. Іващук

Посада	П.І.Б.	Підпис
Нач. ВТБ	Кривошея Т.М.	
Нач. ОДС	Польова Є.С.	
Пров. інж. СПС	Лемешко А.В.	
Інж. ел. КРЕМ	Остапенко М.І.	
Інж. дільнич. ін	Жиря О.В.	
Кресля	Маскота Н.В.	

ПС №50 "Березняки" 35/10/6 кВ	
Однoliniйна схема нормального режиму створена на 01.01.2020р. м.Кривий Ріг, вул.Григорів 6.15а	
Лт	Маса
Арх. 3	Архуша 73
Дільниця Інгульська Криворізьких РЕМ	
Прат "ПЕЕМ "ЦЕК"	





Номер комерс	1			2			3			4			СЕК					
	ШО	СЕК	ШО	ШО			ШО		ШО									
Тип комерс	AB 320 A	AB 100 A	AB 250 A	AB 50 A	AB 25 A	AB 200 A	AB 40 A	PE 1000 A	AB 63 A	AB 200 A	AB 100 A	AB 630 A	AB 80 A					
Тип заложено/ ном. ф. акт																		
Тип ТС								1-0.66 15000										
Марка, перетин кабелю/проводів	ABBT 3x25+1x16 L=7 м	AB 3x25+1x16 L=250 м	AB 3x16+1x10 L=150 м, L=100 м	ABBT 3x16+1x10 L=55 м	ОП 4x25 L=8 м	AC5 3x25+1x50 L=18 м	AC5 3x20+1x50 L=18 м	ABBT 3x16+1x6 L=65 м	2xABBB 3x150+1x70 L=2080 м	AC5 3x20+1x70 L=234 м	ABBB 3x120+1x70 L=18 м	ABBT 3x25+1x16 L=96 м	ABBB 4x150 L=163 м	ABBT 3x25+1x25 L=128 м	ABBT 3x50+1x25 L=6 м			
Придатковість споживачів	ВАТ "ЮЛ" вул. Мараєва, 18 Р-15 кВт	ТОВ "СВЯТО МЕТАЛ ІНВЕСТ" вул. Мараєва, 20A Р-30,7 кВт	ПВ-37 кВт вул. Пролетарів, 1 вул. Пролетарів, 1A вул. Пролетарів, 3 вул. Пролетарів, 3A	ВАТ "Молот" вул. Мараєва, 18 Р-15 кВт	ОО "Корона" О.М. вул. Мараєва, 20A Р-20 кВт	вул. Мараєва, 12A, 14A вул. Мараєва, 10-16 вул. Пролетарів, 2, 6 вул. Бульварна, 37-41	ТОВ "Форт ТРАК" (ПД) вул. Бульварна, 41 Р-10 кВт	КТ "Територія" вул. Мараєва, 32 Р-45 кВт	КТ "Соняра" вул. Мараєва, 20 Р-115 кВт	СПД-40 Золотий О.М. вул. Мараєва, 18 Р-20 кВт	ТОВ "НЕВІС" вул. Бульварна, 37 Р-25 кВт	ФОП "Перемога" О.М. вул. Мараєва, 28 Р-40 кВт	ПВМ "СТРОТЕЛЬ-П" вул. Бульварна, 43 Р-85 кВт	ПТ "ПОНІ" вул. Мараєва, 185 Р-33,8 кВт	ОО "Перемога" О.В. вул. Мараєва, 44A Р-21 кВт	ФОП "Сарма" Х.Д. вул. Мараєва, 39 Р-20 кВт	ПВ-24 кВт вул. Мараєва, 44 вул. Енергетика	ФОП "ТриК" М.М. вул. Мараєва, 165
Категоричність	3	3	3	3	3	2	2	3	—	3	3	3	3	3	3	3		

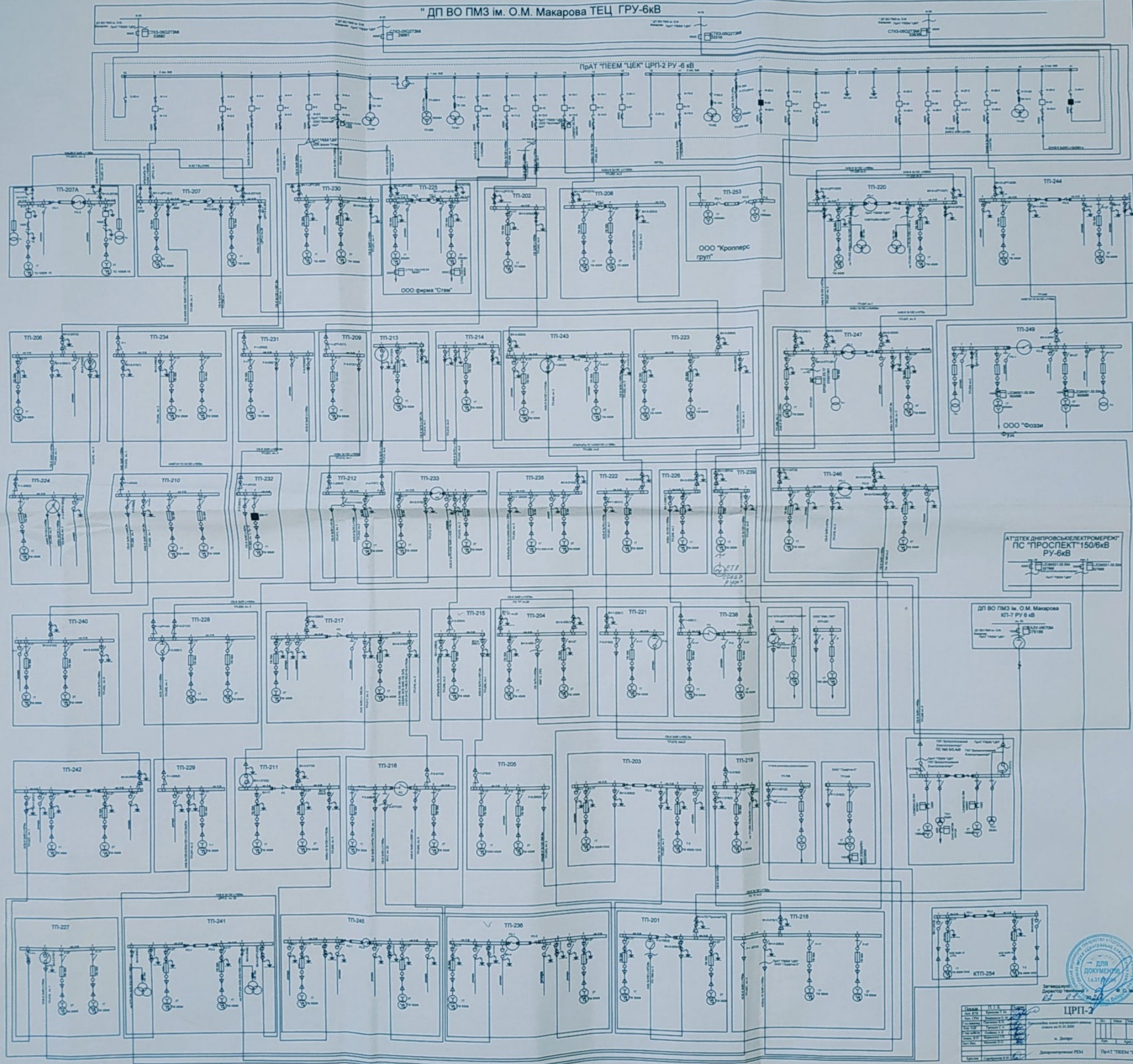
02 01 2020

★ Панченко К.П.

«Підприємство з експлуатації електричних мереж «Центральна енергетична компанія»
І.к. 31793056

Посада	П. І. Б.	Підпис	ТП-312					
Керівник ОДГ ДирЕМ	Троцько С.А.		Однолінійна схема станом на 01.01.2020			Літ.	Маса	Масштаб
Інженер ВТГ ДирЕМ	Борисенко І.П.							
Майстер ДирЕМ	Олійник А.Я.							
			м. Дніпро, вул. Призаводська, 1Д			Арк.	Аркушів	
			Дніпропетровські РЕМ			ІнрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"		
Креслив	Серебрякова В.Ю.							

"ДП ВО ПМЗ ім. О.М. Макарова ТЕЦ ГРУ-6кВ

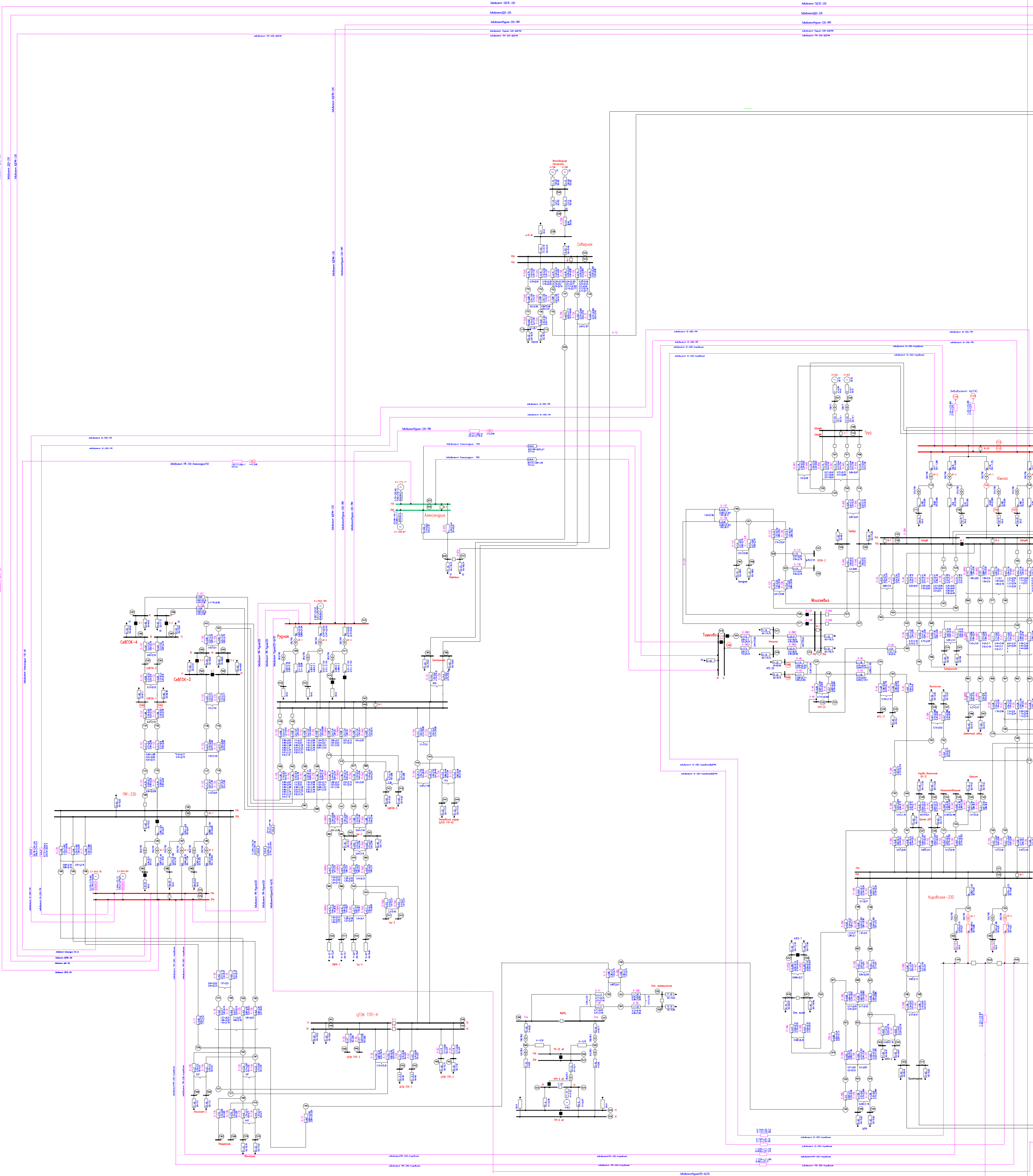


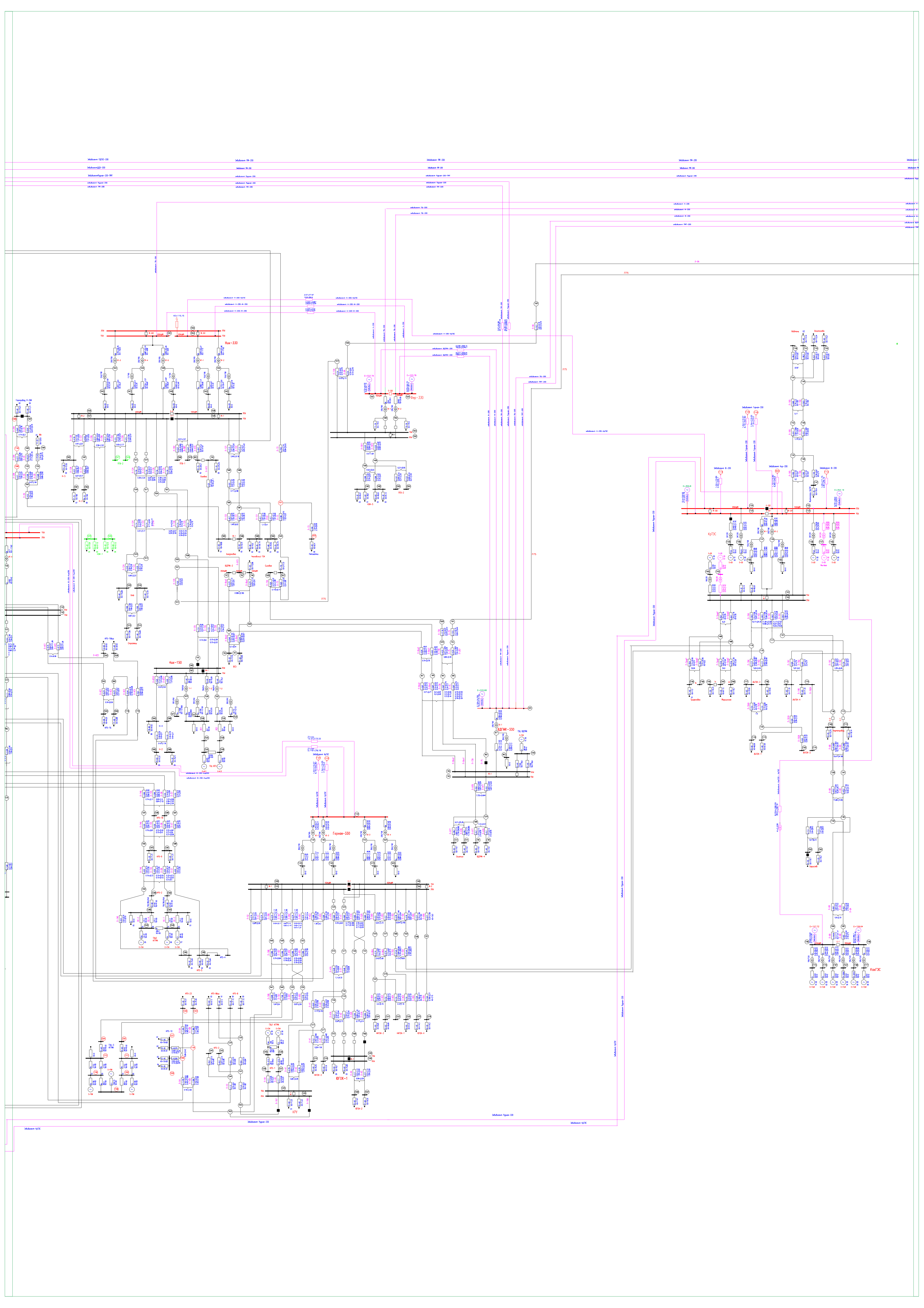
АТ "ДТЕК Дніпровське Електромереж"
ПС "ПРОСПЕКТ" 150/6кВ
РУ-6кВ

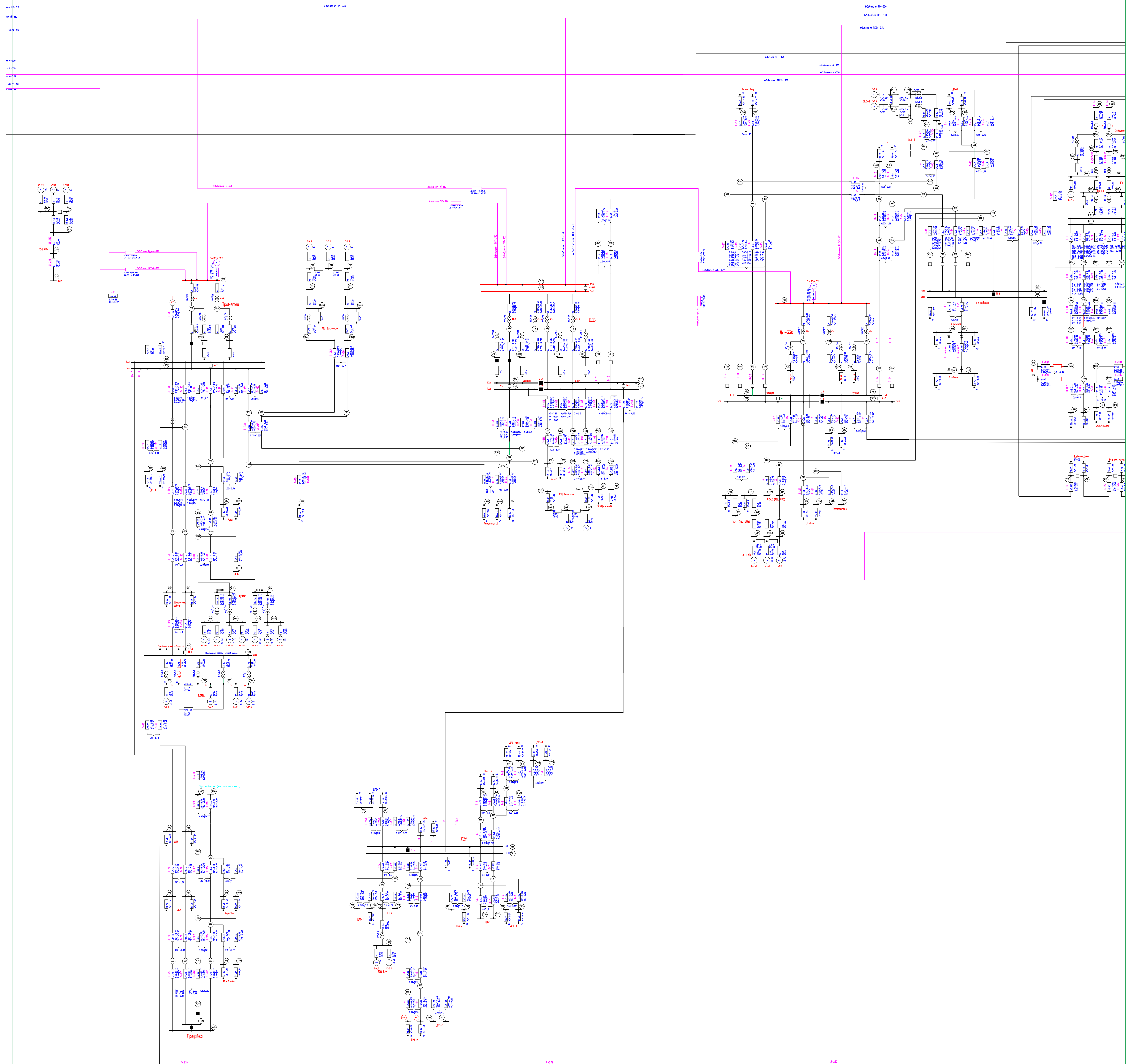
ДП ВО ПМЗ им. О. М. Макарова
КП-7 РУ 6 кВ

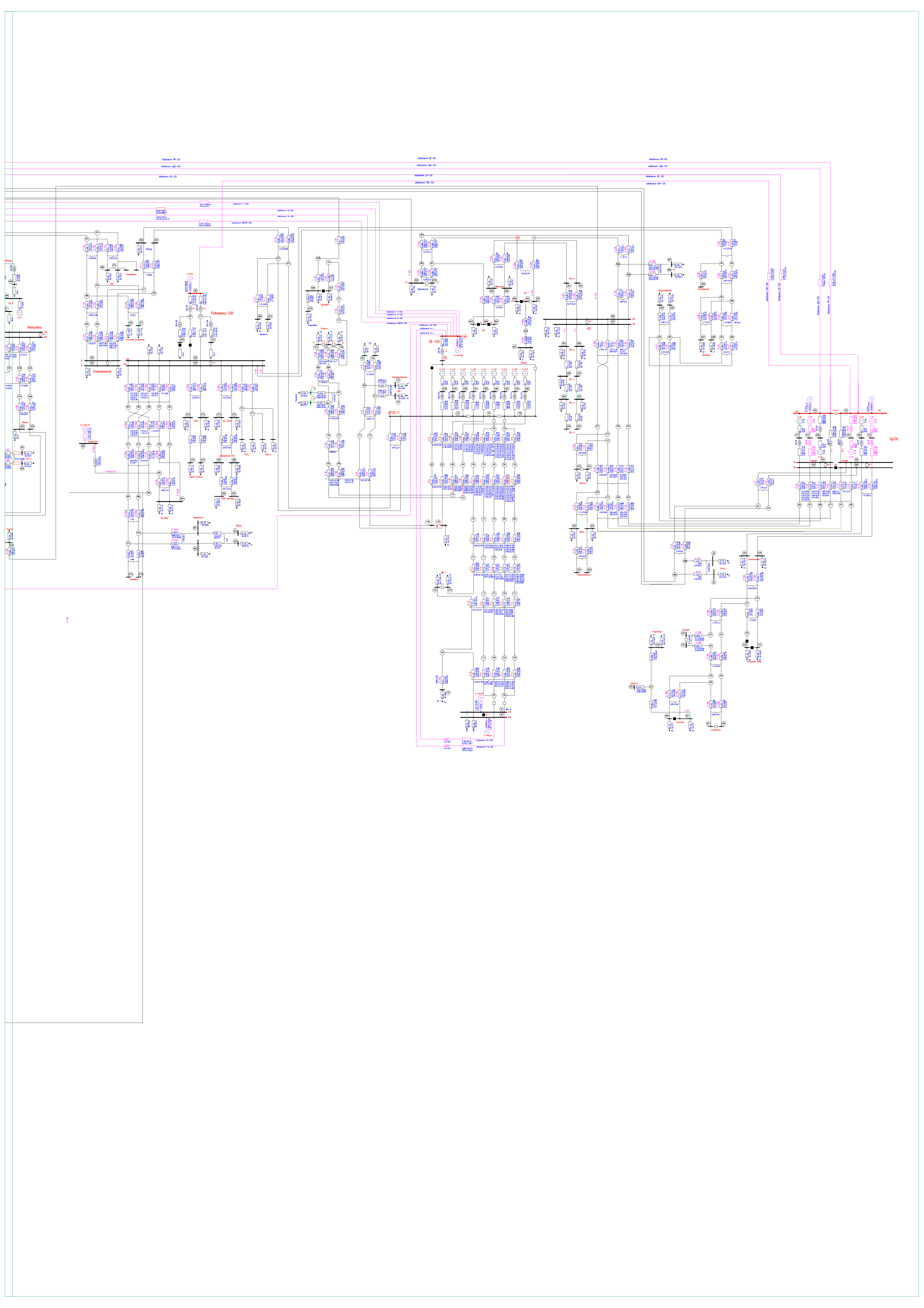
133174

[illegible]









**СТРУМИ КЗ НА ШИНАХ ПС150 кВ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»
станом на 01.01.2020 р.**

№з/п	Найменування ПС	Ікз(3) тах на шинах 150 кВ, А	3Іо тах на шинах 150 кВ, А	Ікз(3) min на шинах 150 кВ, А
1	ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1»	20281	18271	8530
2	ПС-154/35/6 кВ «КПО»	18227	14750	13340
3	ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ»	22589	22060	16486
4	ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	18227	14750	13340
5	ПС-150/35/10 кВ «Силова»	9241	7891	4090
6	ПС-154/6/6 «Трубна»	22522	22461	17162
7	ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ»	10674	10256	7800
8	ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО»	10674	10256	7800

СТРУМИ КЗ НА ШИНАХ ПС 35 кВ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»

№з/п	Найменування ПС	Напруга, кВ	Струм КЗ, кА	
			Максимальний режим	Мінімальний режим
1	ПС-35/6 кВ «Палмаш»	35	16,5	6,3
		6	24,2	20,6
2	ПС-35/6 кВ «Стрічка»	35	4,64	3,46
		6	5,98	5,54
3	ПС-35/6 кВ «Молзавод»	35	3,41	2,59
		6	2,97	2,84
4	ПС-35/10 кВ «НМФ»	35	4,98	4,04
		10	2,8	2,18
5	ПС-35/6 кВ «ЖКК»	35	5,519	1,143
		6	4,247	2,828
6	ПС-35/6 кВ № 14	35	7,57	7,57
		6	4,18	3,81
7	ПС-35/10 кВ «Сельстрой»	35	2,766	1,27
		10	3,92	3,067
8	ПС «ЦЗ» 35/6 кВ	35	1,6	1,26
		6	3,23	2,95
9	ПС «НВ-ЦЗ» 35/6 кВ	35	2,26	2
		6	1,32	1,26
10	ПС №5 «Жилселище» 35/6 кВ	35	8,04	7,58
		6	3,172	2,75
11	ПС №47 35/6 кВ «Західна»	35	4,007	2,467
		6	6,916	5,215
12	ПС №50 «Березняки» 35/10/6 кВ	35	4,16	4,042

		10	1,528	1,09
		6	2,71	2,34
13	ПС-35/10 кВ «Луч»	35	2,588	2,548
		10	4,86	4,2
14	ПС-35/6 кВ №3	35	5,596	4,475
		6	8,303	5,877
15	ПС-35/6 кВ «Чешка»	35	6,19	2,29
		6	3,46	2,99
16	ПС «С-35» 35/6 кВ	35	5,88	3,29
		6	7,56	3,9
17	ПС «Макорти» 35/6 кВ	35	0,98	0,94
		6	3,273	2,837
18	ПС-29 35/6 кВ	35	2,61	1,851
		6	2,61	1,851
19	ПС 35/6 кВ «Інгулецька»	35	2,1	1,778
		6	3,2	2,93
20	ПС-5 35/6 кВ м. Жовті Води	35	8,04	7,38
		6	14,968	11,056
21	ПС 35/6 кВ «Рахманово»	35	2,234	1,35
		6	5,45	4,72
22	ПС «САЗ» 35/10/6 кВ	35	1,28	0,96
		10	1,623	1,454

**СТРУМИ КЗ НА ШИНАХ ПС 150 кВ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»
станом на 01.01.2020 р.**

№з/п	Найменування ПС	Ікз(3) тах на шинах 150 кВ, А	3Іо тах на шинах 150 кВ, А	Ікз(3) min на шинах 150 кВ, А
1	ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1»	20281	18271	8530
2	ПС-154/35/6 кВ «КПО»	18227	14750	13340
3	ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ»	22589	22060	16486
4	ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	18227	14750	13340
5	ПС-150/35/10 кВ «Силова»	9241	7891	4090
6	ПС-154/6/6 «Трубна»	22522	22461	17162
7	ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ»	10674	10256	7800
8	ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО»	10674	10256	7800

**АНАЛІЗ ДОСЛІДЖЕНИХ РЕЖИМІВ
В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ 35 – 150 кВ ПРАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»
З УРАХУВАННЯМ ІСНУЮЧОГО ТА ПРОГНОЗНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ**

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

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

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

- 2020 р.;
- розрахункового – 2021 р.;
- на 5-річну перспективу – 2025 р..

Електричні розрахунки на 2020 рік

На 2020 рік врахована існуюча схема електричної мережі 35-150 кВ ПРАТ «ПЕЕМ «ЦЕК».

В таблицю 1 зведено дані щодо завантаження силових трансформаторів на прогнозний 2021 в режимах зимового та літнього максимуму навантаження в нормальному та аварійному режимі з урахуванням виконання робіт в 2020.

Таблиця 1

№№ з/п	Найменування об'єкта	Дисп. наймен.	Потужність тр-рів на 2020 р.		зима			літо		
			МВА	МВт	МВт	% в нормальному режимі	% в аварій авар, ремонтному режимі	МВт	% в нормальному режимі	% в аварій авар, ремонтному режимі
1	ПС-154/35/6 кВ «КПО»	1Т	25	23,0	30	65%	130%	19,60	43%	85%
		2Т	25	23,0						
2	ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	1Т	32	29,4	13	20%	44%	7,11	11%	24%
		2Т	40	36,8						
3	ПС-154/6/6 «Трубна»	1Т	32	29,4	5,82	10%	20%	5,69	10%	19%
		2Т	32	29,4						
4	ПС-150/35/10 кВ «Силовая»	1Т	16	14,7	6,45	44%	44%	5,80	39%	39%
5	ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ»	4Т	32	29,4	0,34	1%	1%	0,12	0,4%	0,4%
6	ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО»	1Т	32	29,4	5,7	10%	19%	1,97	3%	7%
		2Т	32	29,4						
7	ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ»	1Т	60	55,2	8,71	8%	16%	7,58	7%	14%
		2Т	60	55,2						
8	ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1»	1Т	25	23,0	17,8	39%	77%	14,46	31%	63%

		2Т	25	23,0						
9	ПС-35/6 кВ №3	1Т	6,3	5,8	1,83	16%	32%	1,46	13%	25%
		2Т	6,3	5,8						
10	ПС-35/6 кВ «ЖКК»	1Т	4	3,7	0,62	8%	17%	0,23	3%	6%
		2Т	4	3,7						
11	ПС-35/6 кВ «Стрічка»	1Т	6,3	5,8	6,2	53%	107%	2,78	24%	48%
		2Т	6,3	5,8						
12	ПС-35/10 кВ «НМФ»	1Т	4	3,7	1,13	15%	31%	0,47	6%	13%
		2Т	4	3,7						
13	ПС №50 «Березняки» 35/10/6 кВ	1Т	10	9,2	5,42	29%	59%	5,35	29%	58%
		2Т	10	9,2						
14	ПС №47 35/6 кВ «Західна»	1Т	4	3,7	1,4	19%	38%	1,16	16%	31%
		2Т	4	3,7						
15	ПС №5«Жилселище»35/6 кВ	1Т	6,3	5,8	4,12	36%	71%	4,97	43%	86%
		2Т	6,3	5,8						
16	ПС 35/6 кВ «Інгулецька»	1Т	2,5	2,3	0,62	13%	27%	0,12	2,54%	5,07%
		2Т	2,5	2,3						
17	ПС «С-35»35/6 кВ	1Т, 2Т	4	3,7	1,95	53%	53%	0,25	7%	7%
18	ПС-29 35/6 кВ	1Т	4	3,7	0,31	4%	8%	0,14	2%	4%
		2Т	4	3,7						
19	ПС-5 35/6 кВ м. Жовті Води	1Т	16	14,7	8,67	29%	59%	7,63	26%	52%
		2Т	16	14,7						
20	ПС-35/6 кВ «Чешка»	1Т	1,6	1,5	0,52	14%	35%	0,37	10%	25%
		2Т	2,5	2,3						
21	ПС-35/10 кВ «Луч»	1Т	6,3	5,8	0,51	4%	9%	0,55	5%	9%
		2Т	6,3	5,8						
22	ПС «Макорти» 35/6 кВ	1Т	2,5	2,3	0,41	18%	18%	0,20	9%	9%
23	ПС-35/6 кВ «Палмаш»	1Т	10	9,2	0,72	4%	8%	0,29	2%	3%
		2Т	10	9,2						
24	ПС 35/6 кВ «Рахманово»	1Т	4	3,7	1,33	18%	36%	0,38	5%	10%
		2Т	4	3,7						
25	ПС «НВ-ЦЗ»35/6 кВ	1Т	1,8	1,7	0,33	20%	20%	0,15	9%	9%
26	ПС «САЗ»35/10/6 кВ	1Т	2,5	2,3	1,23	27%	53%	1,00	22%	43%
		2Т	2,5	2,3						
27	ПС-35/6 кВ «Молзавод»	1Т	2,5	2,3	1,25	54%	54%	1,04	45%	45%
28	ПС-35/6 кВ №14	3Т	2,5	2,3	0,51	10%	22%	0,12	2%	5%
		4Т	3,2	2,9						
29	ПС «ЦЗ»35/6 кВ	1Т	4	3,7	0,6	8%	16%	0,73	10%	20%
		2Т	4	3,7						
30	ПС-35/10 кВ «Сельстрой»	1Т	10	9,2	1,74	1%	20%	2,36	13%	26%
		2Т	10	9,2						

Аналіз даних таблиці 1 показав, що в нормальному режимі завантаження трансформаторів на трансформаторних підстанціях знаходиться в межах від 4 до 70% в зимовий період та від 3 до 50% в літній період в залежності від номінальної потужності трансформаторів.

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

Електричні розрахунки на 2021 рік

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

В таблицю 2 зведено дані щодо завантаження силових трансформаторів на розрахунковий 2021 в режимах зимового та літнього максимуму навантаження в нормальному та аварійному режимі з урахуванням виконання робіт в 2021:

- організація нового джерела живлення ПС 35 кВ «С-35» зі встановленням трансформатору 35/6 кВ потужністю 4 МВА.

Щодо ПС «Молзавод» 35/6, з 2019 року по сьогоднішній день триває реконструкція ПЛ-35 кВ Л-377, тому навантаження з ПС «Молзавод» на час реконструкції АТ «ДТЕК «ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» частково перевели на свої мережі.

Таблиця 2

№№ з/п	Найменування об'єкта	Дисп. наймен.	Потужність тр-рів на 2021 р.		зима			літо		
			МВА	МВт	МВт	% в нормальном у режимі	% в аварій авар, ремонтному режимі	МВт	% в нормальном у режимі	% в аварій авар, ремонтному режимі
1	ПС-154/35/6 кВ «КПО»	1Т	25	23	30,17	66%	131%	24,40	41%	66%
		2Т	25	23						
2	ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	1Т	32	29,4	13	20%	44%	9,20	14%	31%
		2Т	40	36,8						
3	ПС-154/6/6 «Трубна»	1Т	32	29,4	5,97	10%	20%	4,90	8%	17%
		2Т	32	29,4						
4	ПС-150/35/10 кВ «Силова»	1Т	16	14,7	6,62	45%	67%	7,40	50%	50%
5	ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ»	4Т	32	29,4	0,35	1%	1%	0,12	0,4%	0,4%
6	ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО»	1Т	32	29,4	5,81	10%	20%	1,97	3%	7%
		2Т	32	29,4						
7	ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ»	1Т	60	55,2	8,93	8%	16%	7,58	7%	14%
		2Т	60	55,2						
8	ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1»	1Т	25	23,0	18,23	40%	79%	14,46	31%	63%
		2Т	25	23,0						

9	ПС-35/6 кВ №3	1Т	6,3	5,8	1,9	16%	33%	1,02	9%	18%
		2Т	6,3	5,8						
10	ПС-35/6 кВ «ЖКК»	1Т	4	3,7	0,63	9%	17%	0,23	3%	6%
		2Т	4	3,7						
11	ПС-35/6 кВ «Стрічка»	1Т	6,3	5,8	6,30	54%	109%	2,78	24%	48%
		2Т	6,3	5,8						
12	ПС-35/10 кВ «НМФ»	1Т	4	3,7	1,16	16%	32%	0,47	6%	13%
		2Т	4	3,7						
13	ПС №50 «Березняки» 35/10/6 кВ	1Т	10	9,2	5,63	31%	61%	4,70	26%	51%
		2Т	10	9,2						
14	ПС №47 35/6 кВ «Західна»	1Т	4	3,7	1,40	19%	38%	1,57	21%	43%
		2Т	4	3,7						
15	ПС №5«Жилселище»35/6 кВ	1Т	6,3	5,8	4,43	38%	76%	0,82	7%	14%
		2Т	6,3	5,8						
16	ПС 35/6 кВ «Інгулецька»	1Т	2,5	2,3	0,63	14%	27%	0,12	2,54%	5,07%
		2Т	2,5	2,3						
17	ПС «С-35»35/6 кВ	1Т, 2Т	8	7,4	2,01	27%	50%	0,25	3%	6%
18	ПС-29 35/6 кВ	1Т	4	3,7	0,32	4%	9%	0,19	3%	5%
		2Т	4	3,7						
19	ПС-5 35/6 кВ м. Жовті Води	1Т	16	14,7	9,05	31%	61%	6,20	21%	42%
		2Т	16	14,7						
20	ПС-35/6 кВ «Чешка»	1Т	1,6	1,5	0,54	14%	37%	0,37	10%	25%
		2Т	2,5	2,3						
21	ПС-35/10 кВ «Луч»	1Т	6,3	5,8	0,53	5%	9%	0,26	2%	4%
		2Т	6,3	5,8						
22	ПС «Макорти» 35/6 кВ	1Т	2,5	2,3	0,42	18%	18%	0,20	9%	9%
23	ПС-35/6 кВ «Палмаш»	1Т	10	9,2	0,74	4%	8%	0,29	2%	3%
		2Т	10	9,2						
24	ПС 35/6 кВ «Рахманово»	1Т	4	3,7	1,37	19%	37%	0,61	8%	17%
		2Т	4	3,7						
25	ПС «НВ-ЦЗ»35/6 кВ	1Т	1,8	1,7	0,34	21%	21%	0,15	9%	9%
26	ПС «САЗ»35/10/6 кВ	1Т	2,5	2,3	1,2	26%	52%	0,74	16%	32%
		2Т	2,5	2,3						
27	ПС-35/6 кВ «Молзавод»	1Т	2,5	2,3	1,28	56%	56%	0,50	22%	22%
28	ПС-35/6 кВ №14	3Т	2,5	2,3	0,53	10%	23%	1,00	19%	43%
		4Т	3,2	2,9						
29	ПС «ЦЗ»35/6 кВ	1Т	4	3,7	0,79	11%	21%	0,73	10%	20%
		2Т	4	3,7						
30	ПС-35/10 кВ «Сельстрой»	1Т	10	9,2	1,89	10%	21%	1,50	8%	16%
		2Т	10	9,2						

Аналіз даних таблиці 2 показав, що в нормальному режимі завантаження трансформаторів на трансформаторних підстанціях знаходиться в межах від 4 до 70% в зимовий період та від 3 до 50% в літній період в залежності від номінальної потужності трансформаторів.

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

Електричні розрахунки на 2025 рік

На 2025 рік – 5-ти річну перспективу розвитку електричних мереж 35-150 кВ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» з урахуванням росту навантаження враховано:

- заміна другого трансформатору на ПС-154/35/6 кВ «КПО» – 2Т 150/35/6 кВ потужністю 25 МВА на 40 МВА.

В таблицю 3 зведені дані щодо завантаження силових трансформаторів на 2025 рік в режимах зимового та літнього максимуму навантаження.

Таблиця 3

№№ з/п	Найменування об'єкта	Ди сп. най ме н.	Потужність тр-рів на 2025 р.		зима			літо		
			МВА	МВт	МВт	% в нормаль ному режимі	% в аварій авар, ремонт ному режимі	МВт	% в нормаль ному режимі	% в аварій авар, ремонтн ому режимі
1	ПС-154/35/6 кВ «КПО»	1Т	40	36,8	32,66	44%	89%	21,34	29%	58%
		2Т	40	36,8						
2	ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	1Т	40	36,8	14,34	20%	36%	7,85	11%	20%
		2Т	40	36,8						
3	ПС-154/6/6 «Трубна»	1Т	32	29,4	6,59	11%	22%	6,44	11%	22%
		2Т	32	29,4						
4	ПС-150/35/10 кВ «Силова»	1Т	16	14,7	7,3	50%	50%	6,62	45%	45%
5	ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ»	4Т	32	29,4	0,40	1%	1%	0,12	0,4%	0,4%
6	ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО»	1Т	32	29,4	6,41	11%	22%	5,13	9%	17%
		2Т	32	29,4						
7	ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ»	1Т	60	55,2	9,9	9%	18%	7,61	7%	14%
		2Т	60	55,2						
8	ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1»	1Т	25	23,0	20,12	44%	87%	14,46	31%	63%
		2Т	25	23,0						
9	ПС-35/6 кВ №3	1Т	6,3	5,8	2,1	18%	36%	2	17%	34%
		2Т	6,3	5,8						
10	ПС-35/6 кВ «ЖКК»	1Т	4	3,7	0,7	10%	19%	0,23	3%	6%
		2Т	4	3,7						

11	ПС-35/6 кВ «Стрічка»	1Т	6,3	5,8	7	60%	121%	2,80	24%	48%
		2Т	6,3	5,8						
12	ПС-35/10 кВ «НМФ»	1Т	4	3,7	1,30	18%	35%	0,47	6%	13%
		2Т	4	3,7						
13	ПС №50 «Березняки» 35/10/6 кВ	1Т	10	9,2	6,50	35%	71%	5,35	29%	58%
		2Т	10	9,2						
14	ПС №47 35/6 кВ «Західна»	1Т	4	3,7	1,54	21%	42%	1,16	16%	32%
		2Т	4	3,7						
15	ПС №5«Жилселище»35/6 кВ	1Т	6,3	5,8	5,74	50%	99%	4,97	43%	86%
		2Т	6,3	5,8						
16	ПС 35/6 кВ «Інгулецька»	1Т	2,5	2,3	0,70	15%	30%	0,12	2,54%	5,07%
		2Т	2,5	2,3						
17	ПС «С-35»35/6 кВ	1Т, 2Т	8	7,4	2,24	30%	56%	0,25	3%	3%
18	ПС-29 35/6 кВ	1Т	4	3,7	0,4	5%	11%	0,16	2%	4%
		2Т	4	3,7						
19	ПС-5 35/6 кВ м. Жовті Води	1Т	16	14,7	10,7	36%	73%	7,66	26%	52%
		2Т	16	14,7						
20	ПС-35/6 кВ «Чешка»	1Т	2,5	2,3	0,6	13%	26%	0,38	8,3%	16,5%
		2Т	2,5	2,3						
21	ПС-35/10 кВ «Луч»	1Т	6,3	5,8	0,6	5%	10%	0,57	5%	10%
		2Т	6,3	5,8						
22	ПС «Макорти» 35/6 кВ	1Т	2,5	2,3	0,5	22%	22%	0,23	10%	10%
23	ПС-35/6 кВ «Палмаш»	1Т	10	9,2	0,81	4%	9%	0,29	2%	3%
		2Т	10	9,2						
24	ПС 35/6 кВ «Рахманово»	1Т	4	3,7	1,51	21%	41%	0,38	5%	10%
		2Т	4	3,7						
25	ПС «НВ-ЦЗ»35/6 кВ	1Т	1,6	1,47	0,4	27%	27%	0,16	11%	11%
26	ПС «САЗ»35/10/6 кВ	1Т	2,5	2,3	1,4	30%	61%	0,39	9%	17%
		2Т	2,5	2,3						
27	ПС-35/6 кВ «Молзавод»	1Т	2,5	2,3	1,41	61%	61%	1,04	45%	45%
28	ПС-35/6 кВ №14	3Т	2,5	2,3	0,60	11%	26%	0,12	2%	5%
		4Т	3,2	2,9						
29	ПС «ЦЗ»35/6 кВ	1Т	4	3,7	1,64	22%	45%	0,73	10%	20%
		2Т	4	3,7						
30	ПС-35/10 кВ «Сельстрой»	1Т	10	9,2	2,52	14%	27%	2,36	13%	26%
		2Т	10	9,2						

Аналіз таблиць 2, 3 показав, що завантаження трансформаторів на двотрансформаторних підстанціях, в разі виведення в ремонт одного з трансформаторів або аварійного відключення одного з трансформаторів, встановлених на підстанції, знаходиться в межах від 9 до 99% в зимовий період та від 4 до 86% в літній період в залежності від номінальної потужності трансформаторів.

Також слід зазначити, що по розрахункам на перспективу потребують заміни силові трансформатори на ПС-154/35/6 кВ «КПО», ПС-35/6 кВ «Стрічка» на більшу потужність.

В зв'язку з тим, що робота з актуалізації схеми перспективного розвитку електричних мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» з техніко-економічною оцінкою перевodu окремих енерговузлів на напругу 20 кВ на період 2017-2022 роки з перспективою до 2027 року, виконана в 2017 році ДПІ та НДІ «УКРЕНЕРГОМЕРЕЖПРОЕКТ», виконувалася на базі вихідних даних 2016 року ІП2020 виконується актуалізація Схеми перспективного розвитку, згідно Кодексу систем розподілу.

Схеми заміщення для розрахунку струмів короткого замикання та величини струму короткого замикання для кожного енерговузла (елемента) електричних мереж станом на 01.01.2020 додаються.

АНАЛІЗ ПЕРЕТОКІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ З УРАХУВАННЯМ ІСНУЮЧОГО ТА ПРОГНОЗНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ СИСТЕМИ РОЗПОДІЛУ

1. Аналіз результатів електричних розрахунків поточкорозподілу та рівнів напруги в електричних мережах 150 кВ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» з метою визначення умов електропостачання споживачів з урахуванням реалізації передбачених обсягів нового будівництва та реконструкції електричних мереж – ліній електропередачі та підстанцій.

Результат поточкорозподілу та рівнів напруги в нормальній схемі мережі 150 кВ з урахуванням навантаження 2019 року виконаний для - зима, максимум, на підставі проведеного аналізу досліджених режимів в електричних мережах 35-150 кВ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» з урахуванням існуючого та прогнозного завантаження

Аналіз результату електричного розрахунку показує, що:

- найбільше завантаження ПЛ-150 кВ відмічається в районі мереж, які забезпечують електропостачання споживачів м. Дніпро та м. Кривий Ріг;
- переток по 2-ом лініям ПЛ-150 кВ Л-143, Л-144 від шин 150 кВ ПС «Криворізька-330» на ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ» та ПС ш «Родіна» 150 кВ сумарно складає 27 МВт;
- переток по 2-ом відгалуженням ПЛ-150 кВ Л-0-13А, Л-0-27 від ПЛ-150 кВ Л-13А, Л-27 на ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1», «ДШЗ-2» – 23 МВт;
- переток по 2-ом відгалуженням ПЛ-150 кВ Л-0-10А, Л-0-11А від ПЛ-150 кВ Л-10А, Л-11А на ПС-154/35/6 кВ «КПО», ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ» – 46 МВт.

Таким чином, найбільші завантаження відмічаються ПЛ 150 кВ, які забезпечують передачу потужності на промисловість та споживачам від шин 150 кВ магістральних об'єктів. Слід зазначити, що перетоки потужності по ПЛ 150 кВ не перевищують допустимі значення.

Найбільші навантаження трансформаторних зв'язків відмічаються на підстанціях магістральних мереж, які забезпечують електропостачання споживачів м. Дніпро, м. Кривий Ріг та м. Нікополь. Перетоки потужності по автотрансформаторам зазначених підстанцій не тільки в нормальній схемі, але й в ремонтних та ремонтно-аварійних схемах не перевищують допустимі рівні навантаження.

Значним завантаженням характеризуються трансформатори, які встановлені на підстанціях 35–150 кВ:

- м. Дніпро – ПС 150 кВ – ПС-154/35/6 кВ «КПО»;
- м. Марганець – ПС 35 кВ – ПС-35/6 кВ «Стрічка»;
- м. Нікополь – ПС 35 кВ – ПС-35/6 кВ «Молзавод»;
- м. Жовті Води - ПС 35 кВ – ПС «С-35»35/6 кВ.

При цьому в нормальній схемі перетоки потужності по трансформаторам 150 кВ не перевищують встановлену потужність трансформаторів.

В ремонтних та аварійних схемах перетоки потужності по трансформаторам 150 кВ перевищують допустимі рівні навантаження на підстанціях вказаних в таблиці 1.

Таблиця 1.1 Перелік підстанцій 150 кВ, в яких спостерігається перевантаження при відключенні одного з трансформаторів станом на 2019 рік (зима).

№ з/п	Найменування підстанції	Диспетчерське позначення	Напруга обмотки,	С ном. обмотки тр-ра,	Номинальний струм обмотки тр-ра,	Максимальне навантаження		Завантаження обмоток тр-ра, %	Напруга, кВ		Tg
			кВ	МВ А	А	А	МВт		max	min	
м. Дніпро											
1	ПС-154/35/6 кВ «КПО»	1Т	150	25	94			70,8			
			35		376			75,6			
			6		2187	172	10,42	45,7	37,8	36,5	0,24
		2Т	150	25	94	653	6,53	29,9	6,5	6,4	0,20
			35		376			46			
			6		2187	98	5,94	26	37,8	36,5	0,24

Рівні напруги характеризуються діапазоном 152÷163 кВ в мережі 150 кВ.

Потокорозподіл в існуючій електричній мережі з урахуванням збільшення навантаження на 2020 рік відображено в схемах потокорозподілу електричних мережах 150 кВ. Аналіз наведеної інформації показує, що зростання споживання в Дніпропетровському регіоні обумовлює збільшення перетоки потужності по ПЛ-35 кВ та ПЛ-150 кВ.

Так переток потужності по ПЛ 150 кВ Л-34, Л-34А, які відходять від шин 150 кВ ПДТЕС на ПС «КЛ» через ПС-154/6/6 «Трубна», досягають 300-500 МВт. По ПЛ-150 кВ Л-73, Л-73А, які відходять від шин 150 кВ ПС «ВДГМК 330» на ПС «Северна-150» через ПС-150/35/10 кВ «Силова» досягають 250 МВт. При цьому відмічається і збільшення навантаження трансформаторів 150 кВ та 35 кВ, які встановлені на підстанціях ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК». Рівні напруги знижуються на величину 1-2 кВ.

2. Характерні періоди роботи мережі 150 кВ в ремонтних (аварійних) режимах на 2025 р.(зима), в яких можливе перевантаження по струму.

Необхідно зазначити, що в мережі 150 кВ АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» при відключенні ПЛ-150 кВ Л-10А, або Л-11А спричиняє перевантаження на ПС-154/35/6 кВ «КПО» обладнання 1Т, або 2Т на 142%.

3. Аналіз результатів потокорозподілу та рівнів напруги в електричних мережах 35кВ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» з метою визначення умов електропостачання споживачів з урахуванням реалізації передбачених обсягів нового будівництва та реконструкції електричних мереж – ліній електропередачі та підстанцій.

Аналіз результату електричних розрахунків показує, що всі параметри мережі 35 кВ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» в допустимих межах за винятком підстанцій 35 кВ на яких можливе

перевантаження силових трансформаторів в ремонтному або аварійному режимі. Перелік таких підстанцій наведен в таблиці 3.1

Найбільше завантаження підстанцій відмічається в районі мереж, які забезпечують електропостачання споживачів м.Дніпро, м.Нікополь, м.Марганець, м. Жовті Води:

- переток по 2-ом лініям 35 кВ Л-ЛТФ-31, Л-ЛТФ-32 від шин 35 кВ ПС «Грушівська-150» на ПС-35/6 кВ «Стрічка» сумарно складає 6,2 МВт;
- переток по 1-ній лінії 35 кВ Л-331, від шин 35 кВ ПС 35/6 кВ «Нова» на ПС «С-35» 35/6 кВ сумарно складає 5,2 МВт.

Перетоки потужності по трансформаторам зазначених підстанцій в ремонтних та ремонтно-аварійних схемах перевищують допустимі рівні навантаження. Перелік подібних підстанцій наведено в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1. Перелік підстанцій 35 кВ, в яких спостерігається перевантаження при відключенні одного з трансформаторів або відключеннях мережі 6кВ станом на 17-00 грудень 2019 рік (зима).

№ з/п	Найменування підстанції	Диспетчерське позначення	Напруга обмотки,	С ном. обмотки тр-ра,	Номинальний струм обмотки тр-ра,	Максимальне навантаження		Завантаження обмоток тр-ра,	Напруга, кВ		T _g
			кВ	МВА	А	А	МВт		max	min	
1	ПС-35/6 кВ «Молзавод»	1Т	35	2,5	41						
			6		250	252	2,4	96	6,2	6,3	0,19
2	ПС «С-35» 35/6 кВ	1Т	35	3,2	50						
			6		233	147	1,4	44	6,1	6,2	0,23

Характерні періоди роботи мережі 35 кВ в ремонтних (аварійних) режимах на 2025 р.(зима), в яких можливе перевантаження по струму:

- відключення ПЛ-6 кВ ПС 35/6 кВ «Нова» ком. 4 – ПС «С-35» 35/6 кВ ком. 8 призведе до перенавантаження на ПС «С-35» 35/6 кВ 1Т до 196%.
У випадку відключення (пошкодження) лінії ПЛ-6 кВ ПС 35/6 кВ «Нова» ком. 4 – ПС «С-35» 35/6 кВ ком. 8 на ПС «С-35» 35/6 кВ спрацює АВР С-61 та заживить споживачів 2сек.6кВ, що в свою чергу призведе до перенавантаження трансформатора.
- відключення ПЛ-35 кВ Л-ОЧ-31 або ПЛ-35 кВ Л-ОЧ-32 на ПС «Електрона-150», призведе до перенавантаження на ПС-5 35/6 м. Жовті Води 1Т або 2Т до 115%.

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

№ з/п	Найменування об'єктів	Початок виконання ПВР (рік, місяць)	Початок виконання БМР (рік, місяць)	Затверджена кошторисна вартість, тис. грн (без ПДВ)	Залишок кошторисної вартості на початок прогнозного (2021 рік) періоду, тис. грн (без ПДВ)	Характер робіт (нове будівництво, реконструкція, технічне переоснащення)	Джерело фінансування	Пропозиції щодо подальшого використання (виконати, списати, продати тощо), зазначити роки
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Винос лічильників електроенергії у населення з квартир на сходову клітину м. Павлоград, вул. Достоєвського, 2/1.	2018	2021	1268,75		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати господарчим способом 2021
2	Винос лічильників електроенергії у населення з квартир на сходову клітину м. Павлоград, вул. Сташкова, 25.	2018	2021	1011,93		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати господарчим способом 2021
3	Винос лічильників електроенергії у населення з квартир на сходову клітину м. Павлоград, вул. Сташкова, 27.	2018	2021	952,35		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати господарчим способом 2021
4	Винос лічильників електроенергії у населення з квартир на сходову клітину м. Дніпро, вул. Д. Нечая, 5.	2018	2021	2807,74		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати господарчим способом 2021
5	Винос лічильників електроенергії у населення з квартир на сходову клітину м. Дніпро, вул. О. Поля, 96.	2018	2021	644,15		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати господарчим способом 2021
6	Реконструкція ПЛ 6кВ ЛІ-5-29 від ком. 14 ПС 35/6кВ №5 до ком. 10 ПС 35/6кВ №29(з відгал)	2015	2022	9909,64		реконструкція	Амортизаційні відрахування	виконати в 2022-2023 (сценарій 2)
7	Реконструкції з заміною МВ-150кВ на елегазові вимикачі 150кВ на ПС 150/10/6кВ "ПЛМ" (коригований)	2020	2021	12494,80		реконструкція	Амортизаційні відрахування	виконати в 2021-2022 (сценарій 1)
8	Технічне переоснащення ПС 150/10/6 кВ "ПЛМ"	2015	2021	33094,21		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати в 2021 (сценарій 2)
9	Реконструкція ПС 35/6 кВ "С-35"	2016	2022	37647,23		реконструкція	Амортизаційні відрахування, прибуток на виробничі інвестиції	виконати в 2022-2024 (сценарій 1)
10	Техническое переоснащение ПС Наклонноствольная	2014	2023	12749,08		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати в 2023 (сценарій 1)
11	Реконструкция ПС 150кВ "Красногвардейская"	2016	2025	76274,17		реконструкція	Прибуток на виробничі інвестиції	сценарій 2
12	Реконструкція електричних мереж ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК" з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6 кВ на 20 кВ м. Вільногірськ.	2018	2022	678097,20		реконструкція	Прибуток на виробничі інвестиції	сценарій 2
13	Технічне переоснащення трансформаторної підстанції «ДШЗ-1»	2018	2023	105648,45		технічне переоснащення	Прибуток на виробничі інвестиції	виконати 2023-2026 (сценарій 2)
14	Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 154/35/6 кВ "КПО"	2018	2025	237550,00		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування, прибуток на виробничі інвестиції	виконати 2025-2028 (сценарій 1)
15	Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "Стрічка"	2018	2024	11777,87		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати 2024-2025 (сценарій 1)
16	Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "Рахманово"	2018	2025	23957,23		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати в 2025 (сценарій 2)
17	Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "ЦЗ"	2018	2024	16637,11		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати в 2024 (сценарій 1)

18	Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "Палмаш"	2018	2025	19550,59		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати в 2025 (сценарій 2)
19	Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "Молзавод"	2018	2024	10810,36		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати в 2024 (сценарій 1)
20	Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "НВ-ЦЗ"	2018	2023	6973,30		технічне переоснащення	Прибуток на виробничі інвестиції	виконати в 2023 (сценарій 1)
21	Реконструкція повітряної лінії 35 кВ (одноколова)» Л-МКР-31, ПС "Девладово-тягова"(ПАТ "Укрзалізниця") - ПС "Макорти", с. Макорти, Софіївський р-н, Дніпропетровська обл.	2019	2021	21864,53		реконструкція	Прибуток на виробничі інвестиції	виконати в 2021 (сценарій 2)
22	Реконструкція кабельної лінії 0,4 кВ ТП-59 РБ-4 до буд. №2 по вул. Нова, м. Павлоград, Дніпропетровської обл.	2019	2021	191,68		реконструкція	Прибуток на виробничі інвестиції	виконати в 2021 (сценарій 1)
23	Реконструкція кабельної лінії 0,4кВ від ТП-71 РБ-4 до буд. №73 по вул. Шевченко м. Павлоград, Дніпропетровської області.	2019	2021	258,90		реконструкція	Прибуток на виробничі інвестиції	виконати в 2021 (сценарій 1)
24	Винесення КТП-5 2Т в центр навантаження та реконструкція повітряної лінії 0,4 кВ від РБ-1 та РБ-4 КТП-5 2Т с. Надія Криворізького району.	2019	2021	4488,93		реконструкція	Амортизаційні відрахування	виконати в 2021 (сценарій 1)
25	Реконструкція повітряно-кабельної лінії 6 кВ ПС-5 35/6 кВ ком. 27, ком. 28 – ПС-30 ком. 11, ком. 12, м. Жовті Води.	2019	2023	15568,65		реконструкція	Амортизаційні відрахування	сценарій 2
Усього		—		1342228,85		—	—	—

Головний директор-
Правління
(підпис)
09 2020 року

Головний бухгалтер
(підпис)
09 2020 року



М.В. Корса
(прізвище, ім'я, по батькові)

Н.О. Марчук
(прізвище, ім'я, по батькові)

тис.грн. без ПДВ

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

На забезпечення виконання додаткових робіт для надійного безпечного та економічно ефективного функціонування системи розподілу ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК", дотримання встановлених рівнів показників якості електропостачання на прогнозний період, забезпечення необхідної та достатньої пропускнуєї спроможності електромереж 20-150 кВ, забезпечення стабільної роботи електричних мереж необхідне наступне фінансування

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

Генеральний директор-
Голова Правління
(або особа, яка виконує його обов'язки)

"10" 09 2020 року



М.В. Корса

(прізвище, ім'я, по батькові)

Перелік та етапи виконання заходів ПРСР (сценарій 1)																						
№ з/п	Найменування заходів	шт./км*	Усього		Наявність проектно́ї документації на початок прогнозного періоду (так/ні)	Стан виконання ПВР		Кошторис на/оціночна вартість ПВР тис. грн (без ПДВ)	Стан виконання БМР						Створюваний резерв потужності/ пропускної здатності, МВт	Джерело фінансування	Критерії (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2 КСР)	Обґрунтування включення до ПРСР (СПР, технічний стан, ПРСП, вимога ОСП тощо), вказати назву документа та сторінку	Стислий опис робіт	№ сторінки пояснювальної записки	Примітка	
			кількість *	Кошторисна/оціночна вартість БМР тис. грн (без ПДВ)		початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)		початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)											
											2021 р.	2022 р.	2023 р.	2024 р.								2025 р.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	Нове будівництво об'єктів системи розподілу																					
1.1.	Підстанцій рівня напруги 110 (154, 220) кВ, усього																					
1.2.	Підстанцій рівня напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього																					
1.3.	Ліній електропередачі рівня напруги 110 (154, 220) кВ, усього																					
1.4.	Ліній електропередачі рівня напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього			27512,87				0				15677,05	9976,067	1859,753	0							
1.4.1.	Будівництво ЛЕП 35 кВ до ПС «С-35» 35/6 кВ м.Жовті Води	2/4,45	2	27512,87	так	2016	2016		2022	2024		15677,05	9976,067	1859,753		Амортизаційні відрахування, прибуток на виробничі інвестиції	1, 2, 5	СПР ст.30, 147	Будівництво двокової ЛЕП-35 кВ та перепідключення ПС «С-35» 35/6 кВ до ПЛ-35 кВ/І-К-31, І-К-32 ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК».	ст.141		
	Усього (сума по п.1.1-1.4)			27512,87				0			0	15677,05	9976,067	1859,753	0							
2.	Реконструкція, технічне переоснащення об'єктів системи розподілу															0						
2.1.	Підстанцій рівня напруги 110 (154, 220) кВ,		3	55243,88				0			6247,4	6247,4	12749,08	0	30000							
2.1.1.	"Реконструкції з заміною МВ-150кВ на елегазові вимикачі 150 кВ на ПС 150/10/6кВ "ПЛМ"	1	1	12494,8	так	2020	2020		2021	2022	6247,4	6247,4				Амортизаційні відрахування	1, 2, 3, 6	Технічний стан, СПР ст.24, 66,81,92 Акт технічного опосвідчення від 03.05.2019 р.	Реконструкція ВРУ-150 кВ: - Заміна масляних вимикачів ВМТ-220 -150 кВ на елегазові вимикачі. - Заміна трансформаторів струму ТФЗМ-150 кВ на маломасляні ТС. - Заміна роз'єднувачів типу РНДЗ-2-150/1000 У1 на нові. - Встановлення маломасляних трансформаторів напруги. - Заміна вентиляльних розрядників РВМГ-150 на ОПН-150 кВ. На стороні 10-6 кВ: - Заміна у ввідних комірках трансформаторів струму ТВЛМ-10 на трансформатори струму ТЛШ-10 3000/5А. - Заміна вентиляльних розрядників 10 кВ на обмежувачі перенапруги типу ОПН. - Встановлення комплекту релейного захисту на мікропроцесорній базі.	ст.95		
2.1.2.	Технічне переоснащення ПС «Наклоновствольна 150/6 кВ» 1 етап	1	1	12749,08	так	2014	2014		2023	2023			12749,08			Амортизаційні відрахування	1, 2, 3	Технічний стан, СПР ст.27, 94 Акт технічного опосвідчення від 02.04.2019 р.	Проектом передбачено: - Заміна відокремлювачів та короткозамикачів 150 кВ на елегазові вимикачі. - Встановлення додатково нових роз'єднувачів 150 кВ типу РГ-16-150/1000 УХЛП. - Заміна вентиляльних розрядників типу РВМГ-150М на обмежувачі перенапруги. - Встановлення маломасляних трансформаторів струму 150 кВ. - Заміна трансформаторів струму 6 кВ 4000/5А на нові типу ТЛШ-10, 4000/5А. - Заміна опорної та підвісної ізоляції на нову полімерну. - Заміна проводів та спусків ВРУ-150 кВ. - Ремонт порталів ВРУ-150 кВ. - Реконструкція зовнішнього освітлення ВРУ-150 кВ. - Встановлення нового щита постійного струму типу ЩПТ-220-250УХЛІ з герметичною гелевою АКБ типу А704/280	ст.100		
2.1.3	Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 154/35/6 кВ "КПО"	1	1	30000	так	2018	2018		2025	2025				30000		Амортизаційні відрахування	1,2,3,5,9	СПР ст.24, 62, Акт технічного опосвідчення від 19.05.2017 р.	Проектом передбачено: заміна силових трансформаторів 150/35/6 кВ 1Т, 2Т типу ТДТНГ-25000/150 на трансформатори типу ТДТН-40000/150 У1, заміна обладнання та порталів ВРУ-150 кВ,ВРУ-35 кВ, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління, реконструкція ЗРУ-6 кВ	ст.103		
2.2.	Підстанцій рівня напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього	6	6	64033,03				0			6200	7189,9	11417,76	33336,42	5888,95							
2.2.1.	"Реконструкція ПС 35/6 кВ "С-35" м. Жовті Води, Дніпропетровської обл.	1	1	10134,4	так	2016	2016		2022	2023		5689,9	4444,5			3,88	Амортизаційні відрахування, прибуток на виробничі інвестиції	1, 2, 5, 9	СПР ст.30, 147	Проектом передбачено: - Встановлення нового силового трансформатора 35/6 кВ 2Т типу ТМН-4000/35 У1. - Монтаж 2 секцій 35 кВ з вакуумним вимикачем. - монтаж 2 секцій 6 кВ - встановлення шафи вводу КРПЗ 6 кВ з вакуумними вимикачами .	ст.113	
2.2.2.	Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "Молзавод"	1	1	10810,4	так	2018	2018		2024	2024				10 810,4		Амортизаційні відрахування	1, 2, 3, 5, 8, 9	Технічний стан, СПР ст.37, 99 Акт технічного опосвідчення від 11.03.2019 р.	Реконструкція ВРУ-35 кВ; - організація обліку по стороні 35 кВ; - реконструкція ЗРУ-6 кВ; -заміна трансформатору 35/6 кВ 1Т типу ТМ-2500/35 на трансформатор типу ТМН-4000/35 У1; - організація автоматизованої системи керування з видачею сигналів на диспетчерський пункт; - організація системи сигналізації пожежної та периметральної охорони.	ст.117		
2.2.3.	Технічне переоснащення ПС-35/6 кВ №14	1	1	6200,0	ні	2020	2020		2021	2021	6200						За переатоки реактивної е/е, прибуток на виробничі інвестиції	1, 2, 8	Технічний стан, СПР ст.37, 81, 99 Акт технічного опосвідчення від 15.05.2017 р.	Заміна силових трансформаторів 35/6 кВ: 3Т типу ТМ-2500/35 на трансформатор типу ТМН-2500/35 У1 та 4Т типу ТМ-3200/35 на трансформатор типу ТМН-2500/35 У1;	ст.119	
2.2.4.	"Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "Стрічка"	1	1	11777,9	так	2018	2018		2025	2025				5889,0	5889,0	Амортизаційні відрахування	1, 2, 5,9	Технічний стан, СПР ст.36, 81, 98 Акт технічного опосвідчення від 22.05.2017 р.	Проектом передбачено: - Реконструкція ВРУ-35 кВ; - Організація обліку по стороні 35 кВ; - Реконструкція ЗРУ-6 кВ; - Організація автоматичної системи керування з видачею сигналів на диспетчерський пункт та системи сигналізації пожежної та периметральної сигналізації.	ст.123		

№ з/п	Найменування заходів	шт./км*	Усього		Наявність проектної документації на початок прогнозного періоду (так/ні)	Стан виконання ПВР		Кошторис на/оціночна вартість ПВР тис. грн (без ПДВ)	Стан виконання БМР						Створюваний резерв потужності/ пропускної здатності, МВт	Джерело фінансування	Критерії (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2 КСР)	Обґрунтування включення до ПРСР (СПР, технічний стан, ПРСП, вимога ОСП тощо), вказати назву документа та сторінку	Стислий опис робіт	№ сторінки пояснювальної записки	Примітка				
			кількість *	Кошторисна/оціночна вартість БМР тис. грн (без ПДВ)		початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)		початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)														
											2021 р.	2022 р.	2023 р.	2024 р.								2025 р.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23			
2.2.5.	"Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "ЦЗ"	1	1	16637,1	так	2018	2018		2024	2024				16637,1			Амортизаційні відрахування	1, 2, 8, 9	Технічний стан, СПР ст.32, 62, 81, 97 Акт технічного опосвідчення від 17.05.2017 р.	Проектом передбачено: - Реконструкція ВРУ-35 кВ; - Організація обліку по стороні 35 кВ; - Організація автоматичної системи керування з видачею сигналіє на диспетчерський пункт та системи сигналізації пожежної та периметральної сигналізації;	ст.125				
2.2.6.	"Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "НВ-ЦЗ"	1	1	8473,3	так	2018	2018		2022	2023		1500	6973,3				Прибуток на виробничі інвестиції	1, 2, 3, 8, 9	Технічний стан, СПР ст.33, 62, 81, 97 Акт технічного опосвідчення від 02.03.2019	Проектом передбачено: - Реконструкція ВРУ-35 кВ; - Організація обліку по стороні 35 кВ; - Організація автоматичної системи керування з видачею сигналіє на диспетчерський пункт та системи сигналізації пожежної та периметральної сигналізації; - заміна силового трансформатора 35/6 кВ типу ТМ-1800/35 на трансформатор типу ТМН-1600/35 У1	ст.129				
2.3.	Ліній електропередачі рівня напруги 110 (154, 220) кВ, усього																								
2.3.1.																									
2.3.2.																									
...																									
2.4.	Ліній електропередачі рівня напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього	0	0	0							0	0	0	0	0										
2.4.1.																									
	Усього (сума по п. 2.1-2.4)			119276,91				0			12447,4	13437,3	24166,84	33336,42	35888,95										
	Усього (сума по п. 1 та 2)			146789,78				0			12447,4	29114,35	34142,907	35196,173	35888,95										
3.	Нове будівництво об'єктів системи розподілу рівня напруги 10 (6); 0,4 кВ																								
3.1.	Вільногірські РЕМ, усього			0,0													Амортизаційні відрахування, прибуток на виробничі інвестиції	1, 2, 3	Технічний стан, КСР ст.12, акти дефектів	Будівництво ПЛ-6 кВ на з/б опорах в смт. Дніпровське Будівництво КЛ-0,4 кВ смт. Дніпровське. Розробка ПКД 2022 р.	ст.141				
3.1.1.	Будівництво ПЛ-6 кВ			0,43	1			202,3	так	2 021	2 021			202,3											
3.1.2.	Будівництво КЛ-0,4 кВ			0,1	1			160,0	ні	2 022	2 022	40		160,0											
3.2.	Павлоградські РЕМ, усього			0,0																					
3.2.1.	Будівництво розвантажувального ТП-6/0,4 кВ			2	2			540,0	ні	2 021	2 022	140,0	2 023	2 023	100,0	40,0							400,0		
3.2.2.	Будівництво КЛ-0,4 кВ			0,2	2			150,0	ні	2 024	2 024	40,0	2 025	2 025									40,0	110,0	
3.3.	Дніпроперовські РЕМ, усього			0,0																					
3.3.1.	Будівництво розвантажувального ТП-6/0,4 кВ			2	2			860,0	ні	2 022	2 022	40,0	2 022	2 023		460,0							400,0		
3.3.2.	Будівництво КЛ 6 кВ			15,93	6			4 010,0	ні	2 022	2 024	300,00	2 022	2 025		500,0							380,0	500,0	2 630,0
3.3.3.	Будівництво КЛ 0,4 кВ			1,7	7			340,0	ні	2 022	2 022	40,00	2 023	2 023		40,0							300,0		
3.4.	Жовтоводські РЕМ, усього			0,0																					
3.4.1.	Будівництво розвантажувального ТП-6/0,4 кВ			3	3			1 110,0	ні	2 021	2 023	150,0	2 022	2 024	100,0	500,0							50,0	460,0	
3.4.2.	Будівництво ПЛ-10 кВ			1,7	3			440,0	ні	2 022	2 022	40,0	2 024	2 024									40,0	400,0	
3.5.	Криворізькі РЕМ, усього			0,0																					
3.5.1.	Будівництво розвантажувального ТП-6/0,4 кВ			2	2			650,0	так	2 021	2 025				400,0									250,0	
4.	Реконструкція, технічне переоснащення об'єктів системи розподілу рівня напруги 10 (6); 0,4 кВ																								
4.1.	Вільногірські РЕМ, усього																Прибуток на виробничі інвестиції, за перетокі реактивної е/е, Амортизаційні відрахування,	1, 2, 3	Технічний стан, КСР ст.12, акти дефектів	Заміна панелей в РУ-0,4 кВ на ЩО 90 та комірок КСОв РУ-6 кВ і силових трансформаторі. Реконструкція ПЛ з заміною проводу на ССП Реконструкція КЛ 6 кВ в смт. Дніпровське Реконструкція КЛ 0,4 кВ смт. Дніпровське. Розробка ПКД 2021р-2023 р.	ст141				
4.1.1.	Технічне переоснащення ТП, РП 6/0,4 кВ			19	19			2 390,0	ні	2 021	2 024	120,0	2 021	2 025	1 150,0	360,0							400,0	120,0	360,0
4.1.2.	Реконструкція ПЛ-0,4 кВ			9,67	8			2 505,8	ні	2 021	2 024	160,0	2 021	2 024	1 905,8	200,0							200,0	200,0	
4.1.3.	Реконструкція КЛ-6 кВ			2,3	6			1 030,2	ні	2 022	2 024	153,0	2 022	2 025		140,2							200,0	590,0	100,0
4.1.4.	Реконструкція КЛ 0,4 кВ			0,9	6			563,0	ні	2 021	2 023	150,0	2 022	2 025	70,0	173,0							80,0	120,0	120,0
4.2.	Криворізькі РЕМ, усього			0,0																					
4.2.1.	Технічне переоснащення ТП, РП 10(6)/0,4 кВ			21	21			1 630,0	так	2 021	2 021		2 021	2 025	850,0	360,0								100,0	320,0
4.2.2.	Реконструкція ПЛ-0,4 кВ			14,3	23			7 316,2	ні	2 021	2 024	120,0	2 021	2 025	5 086,2	380,0							200,0	650,0	1 000,0
4.2.3.	Реконструкція ПЛ 6 кВ			3,7	4			870,0	так	2 022	2 024	170,0	2 022	2 025		90,0							400,0	80,0	300,0
4.2.4.	Реконструкція КЛ-10 кВ			1,5	1			340,0	так	2 024	2 024	40,0	2 025	2 025									40,0	300,0	
4.3.	Павлоградські РЕМ, усього			0,0																					
4.3.1.	Технічне переоснащення ТП, РП 10(6)/0,4 кВ			45	45			3 500,0	так	2 021	2 024	90,0	2 021	2 025	1 900,0	460,0							400,0	420,0	320,0
4.3.2.	Реконструкція ПЛ-10 кВ			3,4	3			794,9	ні	2 021	2 022	120,0	2 022	2 025	77,8	120,0							350,0	147,2	100,0
4.3.3.	Реконструкція ПЛ-0,4 кВ			13,8	16			3 929,8	так	2 021	2 024	120,0	2 021	2 025	1 589,0	430,7							430,0	480,0	1 000,0
4.3.4.	Реконструкція КЛ-10 кВ			8,2	8			1 991,8	ні	2 021	2 024	200,0	2 022	2 025	100,0	412,7							350,0	550	579,1
4.3.5.	Реконструкція КЛ 0,4 кВ			2,7	5			1 880,6	ні	2 021	2 024	160,0	2 021	2 025	450,6	350,0							140,0	540	400,0
4.4.	Жовтоводські РЕМ, усього			0,0																					
4.4.1.	Технічне переоснащення ТП, РП 10(6)/0,4 кВ			44	44			2 470,0	ні	2 021	2 024	230,0	2 021	2 025	980,0	500,0							450,0	180,0	360,0
4.4.2.	Реконструкція ПЛ 10-6 кВ			16,8	4			2 481,0	так	2 021	2 024	160,0	2 022	2 025		440,0							401,0	640,0	1 000,0
4.4.3.	Реконструкція ПЛ-0,4 кВ			12,2	15			3 282,3	ні	2 021	2 024	120,0	2 021	2 025	760,0	342,3							340,0	340,0	1 500,0
4.4.4.	Реконструкція КЛ-6 кВ			7,1	6			2 660,0	ні	2 021	2 023	200,0	2 022	2 025	50,0	510,0							500,0	1 020,0	580,0
4.4.5.	Реконструкція КЛ 0,4 кВ			5,6	10			1 302,0	так	2 021	2 024	150,0	2 022	2 025	80,0	380,0							500	42,0	300,0
4.5.	Дніпроперовські РЕМ, усього			0,0																					
4.5.1.	Технічне переоснащення ТП, РП 10(6)/0,4 кВ			74	74			9 010,0	так	2 021	2 025	350,0	2 021	2 025	5 900,0	330,0							450,0	1 710,0	620,0
4.5.2.	Реконструкція КЛ-6-10 кВ			13,83	19			4 881,5	ні	2 021	2 024	250,0	2 022	2 025	100,0	520,0							350,0	1 411,5	2 500,0
4.5.3.	Реконструкція КЛ 0,4 кВ			3,2	9			834,0	ні	2 021	2 024	215,0	2 022	2 025	133,0	260,0							101,0	220,0	120,0
4.5.4.	Реконструкція ПЛ-0,4 кВ			5,6	6			1 392,5	ні	2 022	2 024	80,0	2 021	2 025	892,0	100,0	140,3	100,0	160,2						
	Усього по п. 3:			8462,3				790,0				200,0	2302,3	1570,0	1400,0	2990,0									
	ТП (РП)			9,0	9			330,0				200,0	1 400,0	850,0	460,0	250,0									
	ЛЕП			20,06	20			460,0				0,0	902,3	720,0	940,0	2 740,0									
	Усього по п. 4:			57055,52				3358,00				22074,47	6858,83	6382,34	9700,58	12039,30									
	ТП (РП)																								

№ з/п	Найменування заходів	шт./км*	Усього		Наявність проектної документації на початок прогнозного періоду (так/ні)	Стан виконання ПВР		Кошторис на/оціночна вартість ПВР тис. грн (без ПДВ)	Стан виконання БМР					Створюваний резерв потужності/ пропускної здатності, МВт	Джерело фінансування	Критерії (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2 КСР)	Обґрунтування включення до ПРСР (СПР, технічний стан, ПРСП, вимога ОСП тощо), вказати назву документа та сторінку	Стислий опис робіт	№ сторінки пояснювальної записки	Примітка		
			кількість *	Кошторисна/оціночна вартість БМР тис. грн (без ПДВ)		початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)		обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)													
									початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	2021 р.	2022 р.	2023 р.								2024 р.	2025 р.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
5	Інші заходи, усього																					
5.1	Розміщення пристроїв фіксації/аналізу показників якості електроенергії			924							0,0	168,0	293,9	99,1	362,9		Амортизаційні відрахування, прибуток на виробничі інвестиції, інші (економія ТВЕ), за перетоки реактивної е/е	1	КСР	ст.50		
5.2	Заходи зі зниження нетехнічних витрат електричної енергії			42461							6944	7655	8419	9259	10184			1,2,3	КСР	ст.54		
5.2.1	Улаштування однофазних та трифазних вводів в будинки з застосуванням СПП та встановленням ФШО			2588							170	309	516	518	1075							
5.2.2	Створення АСКОЕ побутових споживачів			25682							4681	3456	5526	5775	6243							
5.2.3	Закупівля обладнання під АСКОЕ			4108							448	560	950	1000	1150							
5.2.4	Модернізація лабораторії для перевірки комерційного обліку			2645							1645	0	0	1000	0							
5.2.5	Інше (пристрої, обладнання)			7438							0	3330	1427	966	1715							
5.3	Заходи з удосконалення та розвитку ІТ-інфраструктури під сучасні потреби бізнесу, в т.ч. телемеханізація підстанцій			15851							2375	2896	3119	3634	3826			8,9	КСР	ст.147		
5.3.1	Впровадження та розвиток АС/ДТК			8713							1753	1780	2040	1040	2100							
5.3.2	Впровадження та розвиток інформаційних технологій та розвиток систем зв'язку			7137							622	1116	1079	2594	1726							
5.4	Модернізація та закупівля колісної техніки			9319							2040	1539	1700	1940	2100		1,2	технічний стан	ст.145			
5.5	Обладнання, що не вимагає монтажу			2214							214	500	500	500	500		1		ст.147			
Усього по п. 5:				70769				0			11574	12759	14032	15432	16973							
ВСЬОГО				283077				4148			46296	51034	56127	61729	67891							

* Довжина ліній електропередачі вказується по трасі ліній.
** Зазначити відповідний рік.

Генеральний директор-
Голова Правління
(або особа, яка виконує його обов'язки)
"10. 09 2020 року

М.В. Корса

(прізвище, ім'я, по батькові)

Перелік та етапи виконання заходів ПРСР (сценарій 2)																						
№ з/п	Найменування заходів	шт./км*	Усього		Наявність проекту документації на початок	Стан виконання ПВР		Кошторисна оціночна вартість ПВР тис. грн (без ПДВ)	Стан виконання БМР						Створюваний резерв потужності/ пропускної здатності, МВт	Джерело фінансування	Критерії (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2 КСР)	Обґрунтування включення до ПРСР (СПР, технічний стан, ПРСР, вимога ОСП тощо), вказати назву документа та сторінку	Стислий опис робіт	№ сторінки пояснювальної записки	Примітка	
			кількість *	Кошторисна/оціночна вартість БМР тис. грн (без ПДВ)		початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)		обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)													
									2021 р.	2022 р.	2023 р.	2024 р.	2 025 р.									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	Нове будівництво об'єктів системи розподілу																					
1.1.	Підстанцій рівня напруги 110 (154, 220) кВ, усіх	2	2	136225,67				2100			0	52095,67	32340	36790	15000							
1.1.1.	Реконструкція електричних мереж ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК" з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6 кВ на 20 кВ м. Вільногірськ (Будівництво ПС 150/20 кВ м. Вільногірськ)	1	1	119125,67	так	ТЕО -2017	2018		2022	2024		52095,67	32340	34690			Прибуток на виробничі інвестиції	1, 2, 3, 8, 10	СПР ст.103	1.Будівництво нової ПС-150/20 кВ з підключенням до шин 150 кВ ПС 330 кВ ВДГМК ДП «НЕК «Укренерго»; - Два силових трансформатори; - ВРП-150 кВ з електричними вимикачами; - Приєднання з вакуумними вимикачами 20 кВ; - Мікропроцесорні блоки захисту, телемеханізація; 2. Реконструкція електричних мереж з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6 кВ на 20 кВ та передіключення на ПС. 3. Використання автоматичної системи з обліку електроенергії з використанням технології Smart Grid.	ст. 164	
1.1.2.	Будівництво підстанції "Пролісок" з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6/10 кВ на 20 кВ м. Дніпро	1	1	17100	так	ТЕО -2017, користування проектом 2024	2024	2100	2025	2025				2100	15000		Прибуток на виробничі інвестиції	1, 2, 5, 9, 10	СПР ст.110 ТЕО будівництва ПС "Красногвардійська" 2014 рік; ТЕО "Реконструкція підстанції "Пролісок" з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6/10 кВ на 20 кВ" 2017 рік	1. Будівництво ПС закритого типу - чотириповерхова будівля: - схема ЗРУ-150 кВ «блок ліній – трансформатор» з неавтоматичною ремонтною перемичкою з боку лінії, з двома електричними вимикачами в колах трансформаторів; - встановлення 2-х силових трансформаторів одиничною потужністю 40 МВА з розщепленою обмоткою низької напруги; - реконструкція розподільного пристрою 150 кВ магістральної ПС 330 кВ «Дніп-ровська» з розширенням на два лінійних присідання з встановленням електричних вимикачів; - телемеханіка; спорудження ЛЕП-150 кВ у дволанцюговому виконанні «Дніпровська – Пролісок» довжиною 9,5 км; 2. Реконфігурація мережі зі зміною класу напруги 6/10 кВ на 20 кВ, підключення до ПС (на 2025-2029 роки).	ст.153	
1.2.	Підстанцій рівня напруги 35 (27,5; 20) кВ, усіх	42	42	64834,78				0			0	15931,58	12225,8	12225,8	24451,6							
1.2.1.	Будівництво (реконструкція) ТП, РП з переводом на напругу 20 кВ м. Вільногірськ			64834,78	так	2018	2018		2022	2025		15931,58	12225,8	12225,8	24451,6		Прибуток на виробничі інвестиції	1, 2, 3, 8, 10	СПР ст.103, ТЕО "Реконструкція електричних мереж ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК" з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6 кВ на 20 кВ в м. Вільногірськ 2017 рік	Реконструкція електричних мереж з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6 кВ на 20 кВ та передіключення на ПС.	ст. 165	
1.3.	Ліній електронепередачі рівня напруги 110 (154, 220) кВ, усіх	42	42	17876,3				0			0	876,3	0	2000	15000							
1.3.1.	Будівництво ЛЕП 150 кВ до ПС 150/20 кВ м.Вільногірськ	20,23	0,46	876,3	так	2018	2018		2022	2022		876,3					Прибуток на виробничі інвестиції		СПР ст.103, ТЕО "Реконструкція електричних мереж ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК" з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6 кВ на 20 кВ в м. Вільногірськ 2017 рік	ЛЕП-150 кВ заплановано в дволанцюговому виконанні протяжністю по трасі 230 м проводом АС-240 для підключення безпосередньо до шин 150 кВ ПС 330 кВ ВДГМК ДП «НЕК «Укренерго» підстанцій 150/20 кВ «Вільногірська»	ст.161	
1.3.2.	Будівництво ЛЕП 150 кВ до ПС 150/6(20) кВ «Пролісок»	29,5	19	17000	так	2016	2016		2024	2025				2000	15000		Прибуток на виробничі інвестиції		СПР ст.110, ТЕО "Реконструкція підстанцій "Пролісок" з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6/10 кВ на 20 кВ" 2017 рік	Будівництво дволанцюгової ЛЕП 150 кВ по трасі 9,5 км для підключення підстанцій ПС 150/6(20) кВ «Пролісок» від ПС 330 кВ «Дніпровська»	ст.162	
1.4.	Ліній електронепередачі рівня напруги 35 (27,5; 20) кВ, усіх		8,9	27512,87				0			27512,87	0	0	0	0							
1.4.1.	Будівництво ЛЕП 35 кВ до ПС «С-35» 35/6 кВ м.Жовті Води	2/4,45	8,9	27512,87	так	2016	2016		2021	2021	27512,9						Прибуток на виробничі інвестиції	1, 2, 5	СПР ст.30, 147	Будівництво дволанцюгової ЛЕП-35 кВ та передіключення ПС «С-35» 35/6 кВ до ПЛ-35 кВЛ-К-31, Л-К-32 ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК».	ст.141	
2.	Реконструкція, технічне переоснащення об'єктів системи розподілу	Усього (сума по п.1.1-1.4)			246449,62			2100			27512,87	68903,55	44565,8	51015,8	54451,6							
2.1.	Підстанцій рівня напруги 110 (154, 220) кВ, усіх		8	355475,95				1035			45589,01	49439,08	77081,86	119192	64174							
2.1.1.	"Реконструкції з заміною МВ-150кВ на електричні вимикачі 150 кВ на ПС 150/10/6кВ "ПІМ"	1	1	12494,8	так	2020	2020		2021	2021	12494,8						Амортизаційні відрахування	1, 2, 3, 6	СПР ст.24, Акт технічного оповіщення від 03.05.2019 р.	Реконструкція ВРУ-150 кВ: - Заміна масляних вимикачів ВМТ-220 -150 кВ на електричні вимикачі. - Заміна трансформаторів струму ТФЗМ-150 кВ на маломасляні ТС. - Заміна роз'єднувачів типу РНДЗ-2-150/1000 У1 на нові. - Встановлення маломасляних трансформаторів напруги. - Заміна вентиляльних розрядників РВМГ-150 на ОПН-150 кВ. На стороні 10-6 кВ: - Заміна у вхідних комірках трансформаторів струму ТВЛМ-10 на трансформатори струму ТЛШ-10 3000/5А . - Заміна вентиляльних розрядників 10 кВ на обмежувачі перенапруги типу ОПН. - Встановлення комплексу релеіного захисту на мікропроцесорній базі.	ст.29,95	
2.1.2.	"Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 150/10/6 кВ "ПІМ"	1	1	33094,21	так	2015	2015		2021	2021	33094,21						Амортизаційні відрахування	1, 2, 3, 6	СПР ст.24, Акт технічного оповіщення від 02.04.2019 р.	технічне переоснащення з заміною силового трансформатора 150/10/6 кВ 1Т типу ТРДН-32000/150-70У1 на трансформатор типу ТДТН -40000/150 У1		
2.1.3.	Технічне переоснащення ПС «Наклоновольна 150/6 кВ» 1 етап	1	1	12749,08	так	2014	2014		2022	2022		12749,08					Амортизаційні відрахування	1, 2, 3	СПР ст.27, Акт технічного оповіщення від 02.04.2019 р.	Проектом передбачено: - Заміна відокремлювачів та короткозамикачів 150 кВ на електричні вимикачі. - Встановлення додатково нових роз'єднувачів 150 кВ типу РГ-16-150/1000 УХЛ1. - Заміна вентиляльних розрядників типу РВМГ-150М на обмежувачі перенапруги. - Встановлення маломасляних трансформаторів струму 150 кВ. - Заміна трансформаторів струму 6 кВ 4000/5А на нові типу ТЛШ-10, 4000/5А. - Заміна РЗА силових трансформаторів 1Т, 2Т на мікропроцесорні блоки захисту. - Заміна опорної та підвісної ізоляції на нову полімерну. - Заміна проводів та ступів ВРУ-150 кВ. - Ремонт порталів ВРУ-150 кВ. - Реконструкція зовнішнього освітлення ВРУ-150 кВ. - Встановлення нового шини постійного струму типу ШПТ-220-250УХЛ1 з герметичною гелевою АКБ типу А704/280 виробництва Sonnenschein. Заміна силових трансформаторів 150/6 кВ 1Т, 2Т типу ТДГ-60000/150 на трансформатори типу ТДН-63000/150 У1.	ст.100	
2.1.4.	Технічне переоснащення ПС «Наклоновольна 150/6 кВ» 2 етап	1	1	56472	ні	2022	2022	345	2023	2024		345	27891	28236								
2.1.5.	Технічне переоснащення ПС-154/35/6 кВ «КПО»	1	1	113245,86	так	2018	2018		2022	2025		36000	35846	20200	21200		Прибуток на виробничі інвестиції	1,2,3,5,9	СПР ст.24, 62, Акт технічного оповіщення від 19.05.2017 р.	Проектом передбачено: заміна силових трансформаторів 150/35/6 кВ 1Т, 2Т типу ТДТНГ-25000/150 на трансформатори типу ТДТН-40000/150 У1, заміна обладнання та порталів ВРУ-150кВ, ВРУ-35 кВ, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіка та телеуправління, реконструкція ВРУ-6 кВ	ст.103	

№ з/п	Найменування заходів	шт./км*	Усього		Наявність проекту документації на початок року	Стан виконання ПВР			Кошторисна/оціночна вартість ПВР тис. грн (без ПДВ)	Стан виконання БМР						Створюваний резерв потужності/пропускної здатності, МВт	Джерело фінансування	Критерії (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2 КСР)	Обґрунтування включення до ПРСР (СПР, технічний стан, ПРСП, вимога ОСП тощо), вказати назву документа та сторінку	Стислий опис робіт	№ сторінки пояснювальної записки	Примітка
			кількість *	Кошторисна/оціночна вартість БМР тис. грн (без ПДВ)		початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	початок (квартал, рік)		закінчення (квартал, рік)	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)											
											2021 р.	2022 р.	2023 р.	2024 р.	2 025 р.							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
2.1.6.	"Технічне переоснащення трансформаторної підстанції «ДШЗ-1»	1	1	53318	так	2018	2018		2023	2025			13000	15000	25318		Прибуток на виробничі інвестиції	1, 2, 3, 6, 9	СПР ст. 25, Акт технічного оповіщення від 20.05.2017 р.	Проектом передбачено: повна заміна обладнання ВРУ-150/35 кВ та заміна силових трансформаторів 150/35/6 кВ 1Т, 2Т типу ТДТН-25000/150 на трансформатори типу ТДТН-40000/150 У1. Заміна відокремлювача та короткозамикача 150 кВ на елегазовий вимикач. Заміна РЗА силових трансформаторів 1Т, 2Т на мікропроцесорні блоки захисту. Встановлення ком. 6 кВ, організація обліку по стороні 150 кВ.	ст.110	
2.1.7.	Технічне переоснащення ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО»	1	1	35357	ні	2022	2022	345	2024	2025		345		17356	17656		Амортизаційні відрахування	1, 2, 3, 4, 5, 6, 9	СПР ст.26, Акт технічного оповіщення від 22.05.2017 р.	Технічне переоснащення ПС: - організація обліку по стороні 150 кВ; - заміна обладнання ВРУ-150, заміна нормалів 150 кВ, ошикування, заміна ВД-КЗ 150 кВ на елегазові вимикачі, заміна роз'єднувачів; - на присіданні 150 кВ ТС встановити типу ІМВ-170 виробництва АВВ, ТН з литою ізоляцією, підключення ТН-150 кВ виконати через роз'єднувачі; - заміна обладнання ЗРУ-6 кВ, ретрофіт існуючих комірок з заміною МВ на вакуумні вимикачі, замінити ТВП, ШОТ, ЩПС; - заміна силових трансформаторів 150/6/6 кВ 1Т, 2Т типу ТРДН-32000/150 У1 на трансформатори потужністю 40000 кВА кожний; - заміна всієї кабельно-провідникової продукції під нове обладнання; - релейний захист 150 кВ виконати на базі мікропроцесорних блоків захисту, замінити панель управління ввідних вимикачів, замінити панель ЦС, передбачити передачу вимикаючого імпульсу на ПС 330 кВ «Павлоградська»; - виконати пожежну та охоронну сигналізацію підстанції, встановити пости відоспостереження; - виконати заміну мережі освітлення ПС; - телемеханіка, телеуправління.	ст.154	
2.1.8.	Технічне переоснащення ПС-150/10/6 кВ «ІМЗ»	1	1	38745	ні	2023	2023	345	2024	2024			345	38400			Прибуток на виробничі інвестиції	1, 2, 3, 9	СПР ст.27, Акт технічного оповіщення від 22.05.2017 р.	Проектом передбачається: - організація обліку по стороні 150 кВ; - заміна обладнання ВРУ-150 кВ з заміною нормалів та ошикування, з заміною силового трансформатора 150/10/6 кВ 4Т типу ТРДН-32000/150 У1 на трансформатор потужністю 40000 кВА, ремонт існуючого маслозбірника, мастостоків, масло приймача; - заміна обладнання ЗРУ-10/6 кВ, ретрофіт існуючих комірок ЗРУ 10/6 кВ; - заміна всієї кабельно-провідникової продукції під нове обладнання; - релейний захист 150 кВ виконати на базі мікропроцесорних блоків захисту, замінити панель управління ввідних вимикачів; - телемеханіка, телеуправління.	ст.156	
2.2.	Підстанції рівня напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього		12	188361,487				1020			44519,337	42542,16	18942	2845	79512,99							
2.2.1.	"Реконструкція ПС 35/6 кВ "С-35" м. Жовті Води, Дніпропетровської обл.	1	1	10134	так	2016	2016		2021	2021	10134,36						Амортизаційні відрахування	1, 2, 5, 9	СПР ст.30, 125,147	Проектом передбачено: - Встановлення нового силового трансформатора 35/6 кВ 2Т типу ТМН-4000/35 У1. - Монтаж нової 2 секції 35 кВ з вакуумним вимикачем. - Монтаж 2 секції 6 кВ - встановлення шафи вводу КРПЗ 6 кВ з вакуумними вимикачами .	ст.113	
2.2.2.	Технічне переоснащення ПС-35/6 кВ «Чешка»	1	1	5710	ні	2021	2021	210	2022	2022	210	5500					Амортизаційні відрахування	1, 2, 3, 8, 9	СПР ст.34, 150, Акт технічного оповіщення від 2019 р.	Заміна силового трансформатора 35/6 кВ 1Т типу ТМ-1600/35 на трансформатор типу ТМН-2500/35 У1, заміна маслозбірників 1Т. Повна заміна обладнання 1 секції ВРУ-35 кВ та ЗРУ-6 кВ, ремонт будівлі ЗРУ-6 кВ, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіка та телеуправління.	ст.115	
2.2.3.	Технічне переоснащення ПС-35/10 кВ «Луч»	1	1	19167	ні	2022	2022	345	2023	2023		345	18822				Амортизаційні відрахування	1, 2, 4, 8, 9	Технічний стан, СПР ст.30, 96 Акт технічного оповіщення	- заміна	ст.116	
2.2.4.	Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "Мотавод"	1	1	10810	так	2018	2018		2021	2021	10 810,4						Амортизаційні відрахування	1, 2, 3, 5, 8, 9	Технічний стан, СПР ст.37, 99 Акт технічного оповіщення від 11.03.2019 р.	-заміна трансформатору 35/6 кВ 1Т типу ТМ-2500/35 на трансформатор типу ТМН-4000/35 У1; - організація автоматизованої системи керування з видачею сигналів на диспетчерський пункт; - організація системи сигналізації пожежної та периметральної охорони.	ст.117	
2.2.5.	Технічне переоснащення ПС-35/6 кВ №14	1	1	23173,5	ні	2020	2020		2021	2022	11587	11587					Прибуток на виробничі інвестиції	1, 2, 8, 9	Технічний стан, СПР ст.37, 81, 99 Акт технічного оповіщення від 15.05.2017 р.	Проектом передбачається: - організація обліку по стороні 35 кВ; - телемеханіка, телеуправління. - заміна обладнання ВРУ-35 з встановленням ВкВ; встановлення нових ТС та ТН 35 кВ, монтаж нових роз'єднувачів, заміна ошикування ВРУ-35 кВ; - ретрофіт в існуючих комірок ЗРУ-6 кВ (виконати заміну МВ на ВВ; - монтаж нових ТН, ТВП, ТВП підключити на секцію; - виконати перевірку захищеності обладнання ПС від прямих ударів блискавки, при необхідності встановити додаткові блискавоковідводи; - встановити ШОТ, захист присідань 6 кВ виконати на базі мікропроцесорних блоків захисту, замінити панель управління МВ 35 кВ; - заміна силових трансформаторів 35/6 кВ: 3Т типу ТМ-2500/35 на трансформатор типу ТМН-2500/35 У1 та 4Т типу ТМ-3200/35 на трансформатор типу ТМН-2500/35 У1; - виконати заміну всієї кабельно-провідникової продукції замінених комірок; - виконати опалення та кондиціювання приміщень; - виконати охоронну та пожежну сигналізацію; - заміна мережі лацюгів зовнішнього освітлення.	ст.120	
2.2.6.	"Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "Стрічка"	1	1	11777,9	так	2018	2018		2021	2021	11777,9						Прибуток на виробничі інвестиції	1, 2, 5, 9	Технічний стан, СПР ст.36, 81, 98 Акт технічного оповіщення від 22.05.2017 р.	Проектом передбачено: - Реконструкція ВРУ-35 кВ; - Організація обліку по стороні 35 кВ; - Реконструкція ЗРУ-6 кВ; - Організація автоматичної системи керування з видачею сигналів на диспетчерський пункт та системи сигналізації пожежної та периметральної сигналізації.	ст.123	
2.2.7	"Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "ЦЗ"	1	1	16637	так	2018	2018		2022	2022		16637					Амортизаційні відрахування	1, 2, 8, 9	Технічний стан, СПР ст.32, 62, 81, 97 Акт технічного оповіщення від 17.05.2017 р.	Проектом передбачено: - Реконструкція ВРУ-35 кВ; - Організація обліку по стороні 35 кВ; - Організація автоматичної системи керування з видачею сигналів на диспетчерський пункт та системи сигналізації пожежної та периметральної сигналізації;	ст.125	
2.2.8	"Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "НВ-ЦЗ"	1	1	8473	так	2018	2018		2022	2022		8473,3					Прибуток на виробничі інвестиції	1, 2, 3, 8, 9	Технічний стан, СПР ст.33, 62, 81, 97 Акт технічного оповіщення від 02.03.2019	Проектом передбачено: - Реконструкція ВРУ-35 кВ; - Організація обліку по стороні 35 кВ; - Організація автоматичної системи керування з видачею сигналів на диспетчерський пункт та системи сигналізації пожежної та периметральної сигналізації; - заміна силового трансформатора 35/6 кВ типу ТМ-1800/35 на трансформатор типу ТМН-1600/35 У1	ст.129	

№ з/п	Найменування заходів	шт./км*	Усього		Наявність проекту документації на початок	Стан виконання ПВР		Кошторисна оціночна вартість ПВР тис. грн (без ПДВ)	Стан виконання БМР						Створюваний резерв потужності/ пропускної здатності, МВт	Джерело фінансування	Критерії (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2 КСР)	Обґрунтування включення до ПРСР (СПР, технічний стан, ПРСП, вимога ОСП тощо), вказати назву документа та сторінку	Стислий опис робіт	№ сторінки пояснювальної записки	Примітка	
			кількість *	Кошторисна/оціночна вартість БМР тис. грн (без ПДВ)		початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)		початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)											
											2021 р.	2022 р.	2023 р.	2024 р.								2 025 р.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
2.2.9	"Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "Рахманово"	1	1	23957	так	2018	2018		2025	2025					23 957,2		Амортизаційні відрахування	1, 2, 5, 9	Технічний стан, СПР ст.32, 62,81, 96 Акт технічного опосвідчення від 20.04.2017	- заміна обладнання ВРУ-35 кВ; - організація обліку на стороні 35 кВ; - встановлення КРПЗ-6 кВ, перепідключення споживачів від існуючого ЗРУ-6 кВ до нового КРПЗ-6 кВ; - телемеханіка, телеуправління, охоронна та пожежна сигналізація.	ст.159	
2.2.10	"Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "Палмаш"	1	1	19551	так	2018	2018		2025	2025					19 550,59		Амортизаційні відрахування	1, 2, 3, 8, 9	Технічний стан, СПР ст.32, 62,81, 96 Акт технічного опосвідчення від 22.05.17	- заміна обладнання ВРУ-35 кВ; - організація обліку по стороні 35 кВ; - реконструкція ЗРУ-6 кВ; - телемеханіка, телеуправління, охоронна та пожежна сигналізація.	ст.131	
2.2.11	Технічне переоснащення ПС "Сельстрой"	1	1	18620	ні	2023	2023	120	2024	2025			120	2500	16 000			1, 2, 3, 8, 9	Технічний стан, СПР ст.38, 62,81, 99 Акт технічного опосвідчення від 15.04.2020	- реконструкція ВРУ-35 кВ, ЗРУ-6 кВ з заміною обладнання, організація обліку; - телемеханіка, телеуправління, охоронна та пожежна сигналізація.	ст.132	
2.2.12	Технічне переоснащення ПС-35/10 «НМФ»	1	1	20350	ні	2024	2024	345	2025	2025				345	20005,2		Амортизаційні відрахування	1, 2, 8, 9	Технічний стан, СПР ст.34, 82, 97 Акт технічного опосвідчення від 17.05.2017 р.	- організація обліку по стороні 35 кВ; - заміна обладнання ВРУ-35, встановлення ВкВ, встановлення нових ТС та ТН 35 кВ, монтаж нових роз'єднувачів, заміна ошиювання ВРУ-35 кВ; - заміна силових трансформаторів 35/10 кВ 1Т, 2Т типу ТМН-4000-35/75-У1 на трансформатори типу ТМН-4000/35 У1; - заміна обладнання ЗРУ-10 кВ, заміна МВ на ВВ, монтаж нових ТН-10 кВ; - телемеханіка, телеуправління; - встановити ШОТ; - захист присідань 10 кВ на базі мікропроцесорних блоків захисту; - замінити панель управління ввідних вимикачів; - виконати заміну всієї кабельно – провідникової продукції заміненних комірків; - виконати опалення та кондиціонування приміщень; - виконати охорону та пожежну сигналізацію; - заміна мережі ланцюгів зовнішнього освітлення.	ст.135	
2.3.	Ліній електропередачі різня напруги 110 (154, 220) кВ, усього			600				600	0	0	0	0	0	600								
2.3.1.	ПЛ-150 кВ ЛЛ-0-10-А/ЛЛ-0-11-А	1,65	2	600	ні	2024	2024	600						600			За переТоки реактивної е/е	1, 2, 3	Акт дефектів від 13.05.2018р	Повна реконструкція ПЛ-150 кВ в існуючому створі на нових фундаментах та на нових металевих опорах, провід АС-185, полімерну ізоляцію, полімерні ОПН	ст.162	
2.4.	Ліній електропередачі різня напруги 110 (154, 220) кВ, усього	121,22	89	116897,31				1817			21864,53	5800,95	42152,47	23180,42	23898,94							
2.4.1.	ПЛ-35 кВ ЛЛ-Інг-31	17,2	1	19005,76	ні	2022	2022	667	2023	2023		667	18338,76				Прибуток на виробничі інвестиції	1, 2, 3	СПР ст. 64, 101, Акт дефектів від 18.04.2018р.	Повна реконструкція ПЛ-35 кВ в існуючому створі на нових фундаментах, на нових з/б проміжних та металевих анкерних опорах. Запроєктувати також нове обладнання ПЛ: грозовихисний трос та контури заземлення опор, провід АС-120, полімерну ізоляцію, полімерні ОПН, лінійну арматуру та інше. Металоконострукцій опор повинні бути оброблені гарячим цинкуванням.	ст.138	
2.4.2.	ПЛ-35 кВ ЛЛ-МКР-31	17,82	1	21864,53	так	2019	2019		2021	2021	21864,53						Прибуток на виробничі інвестиції	1, 2, 3	СПР ст. 64, 101, Акт дефектів від 12.05.2018р.	Реконструкція ПЛ-35 кВ: - встановлення нової ПЛ-35 кВ в створі існуючої ПЛ-35 кВ Л-МКР-31; - згідно ПУЕ 2017 року п. 2.5.86 та відповідно табл.2.5.16 з урахуванням, що ПЛ-35 кВ Л-МКР-31 не є відгалуженням від існуючих магістральних ліній застосувати сталевалюмінієвий провід марки АС-120 (підтвердити розрахунком); - лінійна арматура повинна бути захищена гарячим цинкуванням; - кріплення провідів, на перетинаннях через залізницю, шляхи з твердим дорожнім покриттям, ПЛЕП, ПЛЗ, через різні наземні трубопроводи і споруди для транспортування нафти, газу, аміаку і т.д., а також при проходженні ПЛ по населеній місцевості, виконати двох-шпигосовим як на проміжних так і на анкерних опорах; - встановлення металевих уніфікованих опор - Анкерно-кутові, кінцеві опори, опори для відгалуження; - для захисту від перенапру: на кінцевих опорах на кожну фазу встановити обмежувачі перенапру: ОПН-35; - грозовихист ПЛ виконати тросом марки ТК-50 зі сталевих оцинкованих проволот.	ст.138	
2.4.3.	ПЛ-35 кВ ЛЛ-0-ЮЖ-31/ЛЛ-0-ЮЖ-32	24,8	2	7441,54	ні	2022	2022	550	2024	2024		550		6891,54			Амортизаційні відрахування	1, 2, 3	СПР ст. 64, 101, Акт дефектів від 21.07.2017р.	Повна реконструкція ПЛ-35 кВ в існуючому створі на нових фундаментах, на нових з/б проміжних та металевих анкерних опорах, грозовихисний трос та контури заземлення опор, провід АС-120, полімерну ізоляцію, полімерні ОПН, лінійну арматуру та інше. Металоконострукцій опор повинні бути оброблені гарячим цинкуванням.	ст.160	
2.4.4.	ПЛ-35 кВ ЛЛ-СА3	2,2	1	2496,6	ні	2022	2022	600	2024	2024		600		1896,6			За переТоки реактивної е/е	1, 2, 3	СПР ст. 64, 102, Акт дефектів від 13.05.2017р.	Повна реконструкція ПЛ-35 кВ в існуючому створі на нових фундаментах, на нових з/б проміжних та металевих анкерних опорах, грозовихисний трос та контури заземлення опор, провід АС-120, полімерна ізоляція, полімерні ОПН, лінійну арматуру та інше. Металоконострукцій опор повинні бути оброблені гарячим цинкуванням.	ст.160	
2.4.5.	Будівництво (реконструкція) ПЛ-6 кВ з переводом на ПЛ-20 кВ м. Вільногірськ	4	4	5200	так	2018	2018		2022	2023		2600	2600				Прибуток на виробничі інвестиції	1, 2, 3, 8, 10	СПР ст.103,ТЕО "Реконструкція електричних мереж ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК" з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6 кВ на 20 кВ в м. Вільногірськ 2017 рік	Реконструкція електричних мереж ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК" з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6 кВ на 20 кВ в м. Вільногірськ	ст. 142,165	

№ з/п	Найменування заходів	шт./км*	Усього		Наявність проекту документації на початок	Стан виконання ПВР		Конторисна/оціночна вартість ПВР тис. грн (без ПДВ)	Стан виконання БМР					Створюваний резерв потужності/ пропускної здатності, МВт	Джерело фінансування	Критерії (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2 КСР)	Обґрунтування включення до ПРСР (СПР, технічний стан, ПРСП, вимога ОСП тощо), вказати назву документа та сторінку	Стислий опис робіт	№ сторінки пояснювальної записки	Примітка		
			кількість *	Конторисна/оціночна вартість БМР тис. грн (без ПДВ)		початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)		обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)													
									початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	2021 р.	2022 р.	2023 р.								2024 р.	2 025 р.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
2.4.6.	Будівництво (реконструкція) КЛ-6 кВ з переводом на КЛ-20 кВ	80	80	60888,88	так	2018	2018		2022	2025		1383,95	21213,71	14392,28	23898,94		Прибуток на виробничі інвестиції	1, 2, 3, 8, 10	СПР ст.103,ТЕО "Реконструкція електричних мереж ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК" з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6 кВ на 20 кВ в м. Вільногірськ 2017 рік	Реконструкція електричних мереж ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК" з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6 кВ на 20 кВ в м. Вільногірськ	ст. 142,165	
Усього (сума по п. 2.1-2.4)				661334,747				4472			111972,877	97782,19	138176,33	145817,42	167585,93							
Усього (сума по п. 1 та 2)				907784,367				6572			139485,747	166685,74	182742,13	196833,22	222037,53							
3. Нове будівництво об'єктів системи розподілу рівня напруги 10 (6); 0,4 кВ																						
3.1. Вільногірські РЕМ, усього				0																		
3.1.1. Будівництво ПЛ-6 кВ				0,43	1	202,3	так	2 021	2 021		2 022	2 022		202,3								
3.1.2. Будівництво КЛ-0,4 кВ				0,1	1	160	ні	2 022	2 022	40	2 022	2 022		160,0								
3.2. Павлоградські РЕМ, усього				0																		
3.2.1. Будівництво розвантажувального ТП-6/0,4 кВ				4	4	860	ні	2 021	2 023	80,0	2 021	2 023	420,0	40,0	400,0							
3.2.2. Будівництво КЛ-0,4 кВ				0,2	2	150	ні	2 024	2 024	40,0	2 025	2 025			40,0	110,0						
3.3. Дніпроперовські РЕМ, усього				0																		
3.3.1. Будівництво розвантажувального ТП-6/0,4 кВ				3	3	920	ні	2 022	2 022	40,0	2 022	2 023		500,0	420,0							
3.3.2. Будівництво КЛ 6 кВ				15,93	6	6232,4	ні	2 022	2 024	580,00	2 022	2 025		472,4	400,0	560,0	4 800,0					
3.3.3. Будівництво КЛ 0,4 кВ				1,7	7	340	ні	2 022	2 022	40,00	2 023	2 023		40,0	300,0							
3.4. Жовтоводські РЕМ, усього				0																		
3.4.1. Будівництво розвантажувального ТП-6/0,4 кВ				3	3	1110	ні	2 021	2 023	150,0	2 022	2 024	100,0	500,0	50,0	460,0						
3.4.2. Будівництво ПЛ-10 кВ				1,7	3	440	ні	2 022	2 022	40,0	2 023	2 023		40,0	400,0							
3.5. Криворізькі РЕМ, усього				0																		
3.5.1. Будівництво розвантажувального ТП-6/0,4 кВ				2	2	450	так	2 021	2 021		2 022	2 022		450,0								
4. Реконструкція, технічне переоснащення об'єктів системи розподілу рівня напруги 10 (6); 0,4 кВ																						
4.1. Вільногірські РЕМ, усього																						
4.1.1. Технічне переоснащення ТП, РП 6/0,4 кВ				25	25	3330	ні	2 024	2 024	165,0	2 021	2 025	1 150,0	600,0	600,0	620,0	360,0					
4.1.2. Реконструкція ПЛ-0,4 кВ				27,95	52	5565,82	ні	2 021	2 024,0	170,0	2 021	2 024	1 905,8	400,0	400,0	2 860,0						
4.1.3. Реконструкція КЛ-6 кВ				5	10	2470	ні	2 021	2 024,0	180,0	2 022	2 025		860,0	900,0	590,0	120,0					
4.1.4. Реконструкція КЛ 0,4 кВ				2,5	15	1370	ні	2 021	2 025	260,0	2 021	2 025	120,0	470,0	300,0	360,0	120,0					
4.2. Криворізькі РЕМ, усього				0																		
4.2.1. Технічне переоснащення ТП, РП 10(6)/0,4 кВ				23	23	2610	так	2 021	2 025	140,0	2 021	2 025	850,0	600,0	300,0	540,0	320,0					
4.2.2. Реконструкція ПЛ-0,4 кВ				24	36	7116,24	ні	2 021	2 025	640,0	2 021	2 025	5 086,2	600,0	650,0	400,0	380,0					
4.2.3. Реконструкція ПЛ 6 кВ				6,2	7	2663,3	так	2 021	2 025	180,0	2 021	2 025	100,3	163,0	1 300,0	800,0	300,0					
4.2.4. Реконструкція КЛ-10 кВ				2,3	4	540	так	2 024	2 024	120,0	2 025	2 025				120,0	420,0					
4.3. Павлоградські РЕМ, усього				0																		
4.3.1. Технічне переоснащення ТП, РП 10(6)/0,4 кВ				52	52	3280	так	2 021	2 025	150,0	2 021	2 025	1 900,0	200,0	400,0	420,0	360,0					
4.3.2. Реконструкція ПЛ-10 кВ				3,64	5	1497,8	ні	2 021	2 022	80,0	2 022	2 025	77,8	220,0	400,0	560,0	240,0					
4.3.3. Реконструкція ПЛ-0,4 кВ				17,5	18	3479,0	ні	2 021	2 025	120,0	2 021	2 025	1 589,0	600,0	400,0	620,0	270,0					
4.3.4. Реконструкція КЛ-10 кВ				13,74	14	3628,6	ні	2 021	2 025	360,0	2 022	2 025	100,0	600,0	820,0	884,3	1 224,3					
4.3.5. Реконструкція КЛ 0,4 кВ				3,3	9	2711	ні	2 021	2 025	160,0	2 021	2 025	66,0	620,0	280,0	800,0	350,0					
4.4. Жовтоводські РЕМ, усього				0																		
4.4.1. Технічне переоснащення ТП, РП 10(6)/0,4 кВ				54	54	2990	ні	2 021	2 024	680,0	2 021	2 025	980,0	700,0	450,0	660,0	200,0					
4.4.2. Реконструкція ПЛ 6 кВ				18	8	9391,8	так	2 021	2 021	160,0	2 021	2 024	440,0	4 112	4 300,0	540,0						
4.4.3. Реконструкція ПЛ-0,4 кВ				16	19	2720,0	так	2 023	2 023	120,0	2 021	2 025	760,0	420,0	400,0	800,0	340,0					
4.4.4. Реконструкція КЛ-6 кВ				15	12	10040,8	ні	2 021	2 025	480,0	2 022	2 025	50,0	349,8	1 200,0	4 641,0	3 800,0					
4.4.5. Реконструкція КЛ 0,4 кВ				9,6	14	1844,3	так	2 022	2 025	210,0	2 021	2 025	124,3	500,0	500	520,0	200,0					
4.5. Дніпроперовські РЕМ, усього				0																		
4.5.1. Технічне переоснащення ТП, РП 10(6)/0,4 кВ				87	87	8821,4	так	2 021	2 025	290,0	2 021	2 025	6 656	600,0	365,2	600,0	600,0					
4.5.2. Реконструкція КЛ-6-10 кВ				29	19	12508,9	ні	2 021	2 025	350,0	2 022	2 025	100,0	520,0	1 662,2	4 800,0	5 426,7					
4.5.3. Реконструкція КЛ 0,4 кВ				4,6	11	1700	ні	2 021	2 025	150,0	2 021	2 025	300,0	300,0	400,0	300,0	400,0					
4.5.4. Реконструкція ПЛ-0,4 кВ				12,3	15	2822,7	ні	2 021	2 023	80,0	2 021	2 025	995,8	250,0	250,0	683,0	643,9					
Усього по п. 3:						10864,7			1010,0		520,0	2404,7	1970,0	1060,0	4910,0							
ТП (РП)				12,0	12,0	3 340,0			270,0		520,0	1 490,0	870,0	460,0	0,0							
ЛЕП				20,1	20,0	7 524,7			740,0		0,0	914,7	1 100,0	600,0	4 910,0							
Усього по п. 4:						93101,55			5245,00		23946,37	13684,57	16277,37	23118,28	16074,97							
ТП (РП)				241,0	241	21 031,4			1 425,0		11 536,2	2 700,0	2 115,2	2 840,0	1 840,0							
ЛЕП				210,63	268	72070,13			3820,00		12410,14	10984,57	14162,17	20278,28	14234,97							
Усього по п. 3, 4						103 966,2			6 255,0		24 466,4	16 089,3	18 247,4	24 178,3	20 985,0							
5. Інші заходи, усього																						
5.1	Розміщення пристроїв фіксації/аналізу показників якості електроенергії			4000							800	800	800	800	800			1	КСР		ст.50</	

Пронумеровано, прошнуровано та скріплено печаткою
на 240 (двісті сорока) аркушах

Генеральний директор -
Голова Правління
ПРАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»
« 10 » 09

М.В. Корса
20 20 р.

