

Затверджено:

Генеральний директор –

Голова Правління

ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»

М.В. Корса

« 08 »



2019 р.

План розвитку системи розподілу	
Найменування оператора системи розподілу	ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"
П'ятирічний період	з 2020 р. до 2024 р.

Висновок ОСП

від 20.08.2019 № 01/31893

Висновок Міненерговугілля

від 08.10.2019 № 01/29-9432

Схвалено НКРЕКП, постанова

від 24.12.2019 № 3199

№ 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"	11
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	14
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	24
6	3.3.1 п.п. 6	Інформація щодо нових електроустановок виробництва електричної енергії, які мають бути приєднані до системи розподілу ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"	24
7	3.3.1 п.п. 7	Дані щодо прогнозованої 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	42
11	3.3.1 п.п. 11	Інформація щодо розміщення пристроїв фіксації/аналізу показників якості електроенергії та планів щодо їх встановлення	49
12	3.3.1 п.п. 12	Інформація щодо запланованого виведення обладнання системи розподілу з експлуатації та оцінка впливу такого виведення	53
13	3.3.1 п.п. 13	Плани в частині заходів з компенсації реактивної потужності	53
14	3.3.1 п.п. 14	Плани в частині улаштування «інтелектуального» обліку електричної енергії	53

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	61
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	92
20		План інвестицій за джерелами фінансування	94
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	96
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) проектів з розвитку системи розподілу))	96
23		ВИСНОВОК	160
	3.3.4	ДОДАТКИ:	161
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	162
25	3.3.4 п.п. 2	2. Схема нормального режиму електричної мережі напругою 20 кВ та вище	168
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	198
27	3.3.4 п.п. 4	4. Аналіз досліджених режимів з урахуванням існуючого та прогнозного завантаження системи розподілу	202
28		5. Перелік та етапи виконання заходів ПРСР	209

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 2020-2024 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.

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 688 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 залізничний комбінат», КП «Кривбасвітло», 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 01.01.2019 р. 60,4% силових трансформаторівв ТП-10-6/0,4 кВ та розподільних пунктів 6-10 кВ працюють більше 25 років, 63,1% КЛ-10 кВ, 66,5% КЛ-6 кВ та 50,9% 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. Радущине, 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 залишаються 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 2016 рік в мережах ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» зафіксовано 139 технологічних порушень, в 2017 - 170, в 2018р. - 172. З них 68 відключень фідерів 6-10 кВ, 7 відключень в мережах 150-35 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 запобігання 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 2020-2024 роки.

Для підвищення енергоефективності по сценарію 2 на період 2020-2024 рр. заплановано виконання необхідних обсягів з проектування та 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 2014-2018 роки

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

Генеральний директор - Голова Правління – Корса М.В.

Директор фінансовий – Тарасенко О.В.

Директор технічний – Іващук 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	2015 р.	2016 р.	2017 р.	2018 р.	2019 р.
ПЛ 110(150) кВ	11,2	18,286	18,286	18,286	18,286
з них підлягають реконструкції та заміні	7,2	7,2	11,086	11,086	11,086
ПЛ 35 кВ	149,58	149,583	149,583	149,583	149,583
з них підлягають реконструкції та заміні	63,464	63,464	38,04	38,04	48,6
ПЛ 10(6) кВ	169,26	149,26	149,26	149,26	149,26

з них підлягають реконструкції та заміні	8	63,05	63,05	63,05	63,05
ПЛ 0,4 кВ	766,96	636,36	637,97	637,97	637,97
з них підлягають реконструкції та заміні	128	206,71	206,71	206,71	206,71
КЛ 35 кВ	-	-	-	-	-
з них підлягають реконструкції та заміні	-	-	-	-	-
КЛ 10(6) кВ	482,17	470,81	483,44	483,44	483,44
з них підлягають реконструкції та заміні	153	293,2	293,2	293,2	290
КЛ 0,4 кВ	533,43	422,8	330,5	330,5	330,5
з них підлягають реконструкції та заміні	69,2	134,61	136,86	136,86	158,61
Разом по компанії	2112,6	1847,1	1847,1	1847,1	1847,1
з них підлягають реконструкції та заміні	428,864	768,234	748,946	748,946	778,056

Таблиця 1.2

Структура та технічний стан трансформаторних підстанцій, од./МВА

Трансформаторні підстанції напругою, кВ	2015 р.	2016 р.	2017 р.	2018 р.	2019 р.
110(150)/35/10(6)	2/66	3/116	3/116	3/116	3/116
з них підлягають реконструкції та заміні	2/66	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	3/256	5/352	5/352	5/352
35/10(6)	22/231	22/216,6	22/223,4	22/223,4	22/223,4
з них підлягають реконструкції та заміні	8/73,6	4/59	22/223,4	22/223,4	22/223,4
10(6)/0,4	661/379,3	656/370,36	657/370,6	661/372,72	661/372,22
у тому числі:					
ЗТП	483/285	421/275,9	421/275,9	421/286,3	421/276,346
з них підлягають реконструкції та заміні	21	76	76	76	95
КТП	178/94,3	235/86,48	236/86,72	240/86,38	240/87,89
з них підлягають реконструкції та заміні	5	7	7	6	6
РП 10(6) кВ	28/8,18	27/7,98	27/7,98	27/7,98	27/7,98
з них підлягають реконструкції та заміні	2	2	2	2	2
Середній коефіцієнт завантаження підстанцій, напругою, кВ					
110(150)/35/10(6)	0,23	0,21	0,33	0,49	0,46

110/10(6)	0,07	0,08	0,14	0,16	0,1
35/10(6)	0,27	0,32	0,27	0,3	0,29
10(6)/0,4	0,19	0,21	0,2	0,21	0,21
Разом по компанії	718/1028,3	713/1058,15	714/1058,39	718/1068,9	718/1063,62
з них підлягають реконструкції та заміні	58	115	115	115	133

Таблиця 1.3

Обсяг електричних мереж в умовних одиницях

Показник	2014 р.	2015 р.	2016 р.	2017 р.	2018 р.	2019 р.
Кількість умовних одиниць, тис.у. о.	24481	24481	24479,8	24479,8	24479,65	24406,86

Таблиця 1.4

Обсяги капітальних ремонтів електричних мереж

Показники	2015 р.	2016 р.	2017 р.	2018 р.	2019 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	30
Факт	87,41	65,81	73,5	66,61	
%	100,00%	101,22%	96,43%	100,33%	
Ремонт ПС 6-150 кВ, од. (в т. ч. РП-ТП)					
План	137,00	102,00	252	487	192
Факт	137,00	150,00	247	475	
%	100,00%	147,06%	98,01%	98%	
Загальні витрати на ремонт електромереж, тис.грн.					
План	13 494	10 038	13 223	13 223	13 891
Факт	11 803	11 138	13 343	13 276	
%	87,47%	110,96%	100,91%	100,4%	
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	4 326
Факт	2 369	2 236	2 508	2 617	
%	78,83%	100,00%	122,1%	99,9%	
Витрати на ремонт ПС 6-150 кВ, тис.грн.					
План	10 489	7 802	7 019	5 973	4 671
Факт	9 434	8 902	6 610	6 133	
%	89,95%	114,10%	94,17%	102,68%	

Таблиця 1.5

Чисельність ремонтно-експлуатаційного персоналу, чоловік

Показники	2014 р.	2015 р.	2016 р.	2017 р.	2018 р.	2019 р.
Всього чисельність промислово-виробничого персоналу, осіб	506	487	481	374	345	380
у тому числі електромонтерів, зайнятих експлуатацією електромереж	322	311	299	232	182	200

Таблиця 1.6

Середня за рік заробітна плата ремонтно-експлуатаційного персоналу

Показники	2014 р.	2015 р.	2016 р.	2017 р.	2018 р.	2019 р.
Середня заробітна плата, грн.	4472	4976	5764	8724	11708	13580
Довідково: Середня зарплата по промисловості області	4444	5353	6121	7831	10367	

Таблиця 1.7

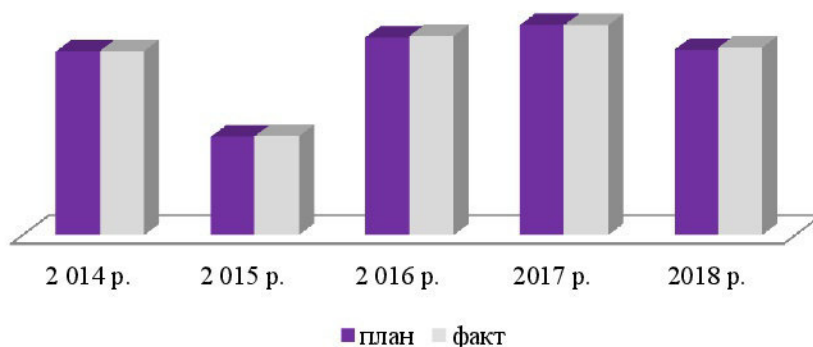
Вартість основних фондів електричних мереж, млн. грн.

Показники	2 014 р.	2 015 р.	2 016 р.	2017 р.	2018 р.	2019 р.
Початкова вартість основних фондів електричних мереж	290,465	314,254	353,718	387,757	431,203	465,35
Остаточна вартість основних фондів електричних мереж:						
за бухгалтерською звітністю	137, 950	135, 778	155,806	166,138	185,136	
за податковою звітністю	132, 557	132, 225	154,093	165,473	184,994	

Таблиця 1.8

Обсяги виконання інвестиційних програм, тис.грн.

Показники	2 014 р.	2 015 р.	2016 р.	2017 р.	2018 р.	2019 р.
план	22 760	12 225	24 478	26 005	22975	34 144
факт	22839	12 290	24 662	25 988	23 235	
%	100,3%	100,5%	100,75%	99,93%	101,1%	



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.

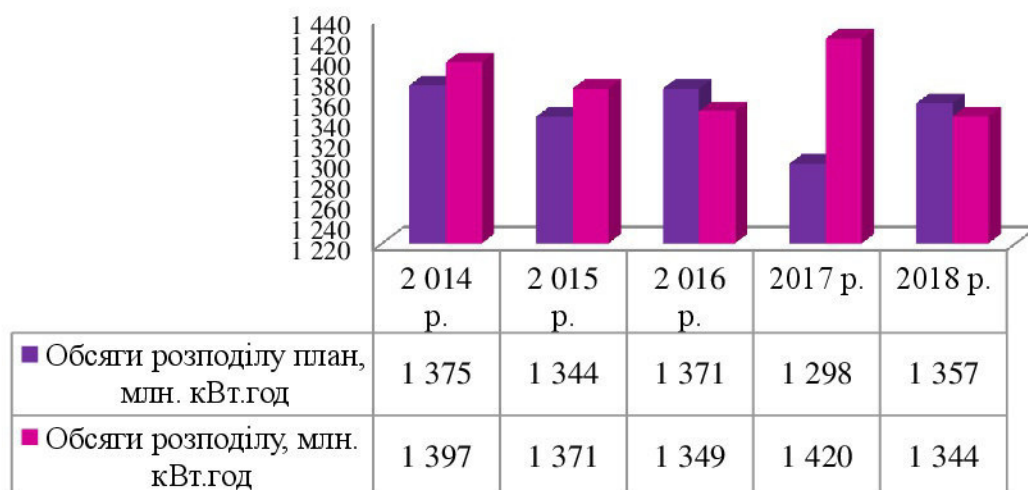
В таблицях нижче наведені данні щодо фактичних обсягів розподілу електричної енергії у порівнянні з обсягами, передбаченими структурою діючих тарифів та прогнозні обсяги попиту на електричну енергію в системі розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» на наступні п'ять років, електричні навантаження в режимні дні та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

Компанією проведено аналіз електроспоживання та електричних навантажень у за період 2014-2018 рр. В 2014-2016 роках спостерігається спад електроспоживання, що обумовлено нестабільною економічною ситуацією в країні. В 2017-2018 роках відмічено коливання обсягу споживання в основному за рахунок передачі суміжним ліцензіатам.

Таблиця 2.1

Обсяги розподілу електричної енергії, млн. кВт.год.

№з/п	Найменування	2 014 р.	2 015 р.	2 016 р.	2017 р.	2018 р.
		млн. кВт.год	млн. кВт.год	млн. кВт.год	млн. кВт.год	млн. кВт.год
1	Обсяги розподілу план	1 374,66	1 343,73	1 371,45	1 298,00	1 356,95
	(+)Збільш./(-)зменш. від поперед. року в %	9%	-2,25%	2,06%	-5,36%	4,54%
2	Обсяги розподілу факт	1 397,11	1 371,45	1 348,94	1 420,29	1 343,82
	(+)Збільш./(-)зменш. від поперед. року в %	2%	-1,84%	-1,64%	5,29%	-5,38%
	у тому числі:					
2.1	передача суміжним ліцензіатам	740,79	715,02	687,25	763,04	713,1
2.2	споживачам	656,32	656,43	661,69	657,25	630,72



Прогнозовані обсяги розподілу, в тому числі транзиту електричної енергії електромережами ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК», враховуючи обсяги передачі електричної енергії споживачам, та величину витрат електроенергії в мережах компанії наведені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2

**Прогнозні обсяги попиту на електричну енергію в системі розподілу
ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»**

№ з/п	Найменування	Очікуваний розподіл електричної енергії, млн. кВт.год					
		2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	Розподіл ел. енергії, млн.кВт*год	1621,54	1644,21	1653,00	1669,78	1680,60	1691,958
	(+)/Збільш./(-)зменш. від попер. року в %	2,50	1,40	0,53	1,02	1,00	1,01
1,1	в т.ч. суміжним ліцензіатам	883,01	904,05	910,97	922,25	931,47	940,78
1,2	в т.ч. споживачам	738,53	740,17	742,03	747,53	749,13	751,2
1,2,1	Промисловість	170,908	168,44	168,44	168,44	168,54	169,74
1,2,2	Сільгосппоживачі	1,312	1,294	1,294	1,294	1,294	1,294
1,2,3	Транспорт	17,615	17,36	17,36	17,36	17,36	17,36
1,2,4	Комунально-побутові споживачі	63,339	64,299	65,259	65,259	65,76	66,2
1,2,5	Інші непромислові споживачі	199,695	196,81	196,81	196,81	196,81	196,81
1,2,6	Населення	285,663	291,963	292,863	298,363	299,363	299,75
2	Витрати електроенергії на власні потреби ОСР	1,615	1,623	1,631	1,639	1,648	1,656
3	Витрати електроенергії на її транспортування в мережах ОСР	73,283	78,965	78,984	78,426	72,381	71,422

В таблиці 2.3. наведені дані максимуму зимових навантажень 2014-2018 років, проведені в грудні місяці на 17-00 по ПС 150-35 кВ.

Таблиця 2.3

Електричні навантаження в режимні дні, МВт

Показники	2014 р.	2015 р.	2016 р.	2017 р.	2018 р.
Максимальне електричне навантаження	112,0	101,86	116,7	105,94	130,3
Мінімальне електричне навантаження	51	47	70,113	59,81	77,03

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

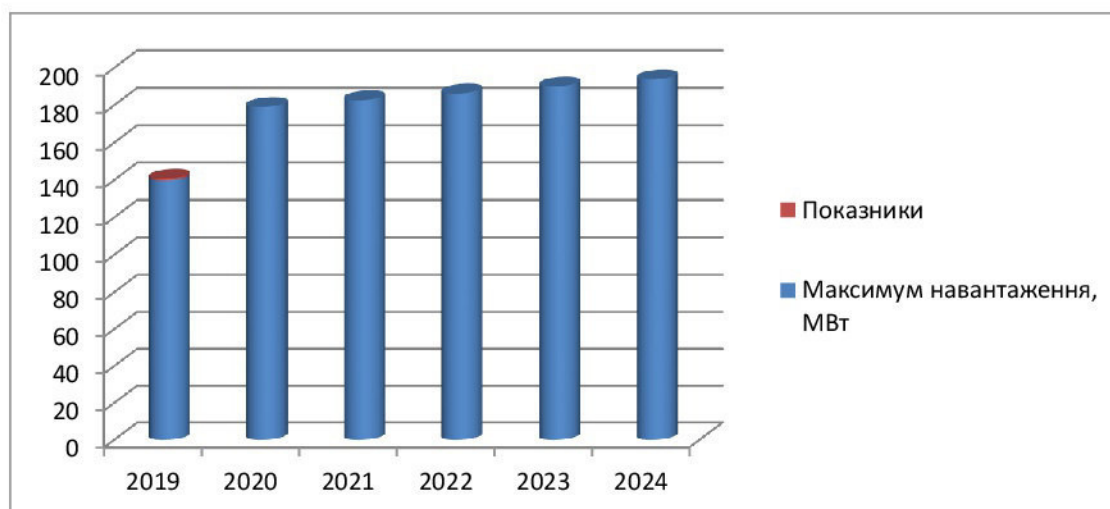
- інформацію прогнозованого споживання Споживачів електричної енергії на період 2020-2024 роки;
- вихідні дані прогнозованого споживання на період 2020-2024 роки суміжних операторів системи розподілу АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» (лист від 13.02.2019 №6019/1001), ПАТ "КІРОВОГРАДОБЛЕНЕРГО" (лист від 21.02.2019 №1734/94), ДП «ВО ПМЗ ім. О.М. Макарова (лист від 14.02.2019 № 405/31);
- 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	2019 р.	2020 р.	2021 р.	2022 р.	2023 р.	2024 р.
Максимум навантаження, МВт	139,80	153,76	156,86	159,95	163,12	166,42



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

На підставі аналізу фактичних обсягів відпуску електроенергії виробників з альтернативних джерел енергії, а саме електроенергії виробленої з сонячного випромінювання "приватних домогосподарств" (СЕС), можна зробити висновок, що ситуація змінюється щороку, оскільки чітко визначено механізм отримання «зеленого» тарифу для об'єктів малої генерації (встановлена потужність яких не перевищує 50 кВт) та затверджено механізм встановлення, підключення до електромереж, обліку, продажу та розрахунків за електроенергію за "зеленим тарифом".

Також на підставі проектної документації наданої до ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК" можна зробити прогноз прийому обсягів електричної енергії в мережі ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК" виробленої виробниками електричної енергії від альтернативних джерел енергії, що здійснюють продаж електричної енергії в ОРЕ.

Інформація щодо фактичного надходження електричної енергії від альтернативних джерел (СЕС), виробленої "приватними домогосподарствами" за 2017-2018 рік та прогнозне надходження на 2020-2024 роки наведена в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1

Показники	Рік	Обсяги отримання електроенергії від альтернативних джерел	
		кВт*год	зміни на %
Фактичне надходження електроенергії від альтернативних джерел, виробленої "приватними домогосподарствами" (СЕС), кВт*год	2017	33 422	
	2018	202 062	505%
Прогнозне надходження електроенергії від альтернативних джерел виробленої "приватними домогосподарствами" (СЕС), кВт*год	2019	2 100 000	939%
	2020	2 190 000	4%
	2021	2 293 500	5%
	2022	2 412 525	5%
	2023	2 549 404	6%
	2024	2 706 814	6%

В 2018 році ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» видано технічні умови на загальну потужність електроустановок виробництва електричної енергії 29,3 МВт, з точкою приєднання 10 кВ.

Перелік нових електроустановок виробництва електричної енергії, які отримали технічні умови та мають бути приєднані до мереж компанії у відповідності до виданих ТУ наведено в таблиці 6.1 (стор.25).

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 2014-2018 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	2014	2015	2016	2017	2018
			од./МВА	МВт						
1	2	3	4		5	6	7	8	9	10
ПДТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Дніпровська» НЕК "УКРЕНЕРГО", ДТЕС-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	20,34	8,5	9,1	9,2	14,4
			2Т/25	23	1969	7,9	11,7	5,7	6,2	14,2
		ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	1Т/32	29,4	1978	3,28	2	3	1,42	6,8
			2Т/40	36,8	2012	7,42	5,62	7,8	8	4,1
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	2,5	2,4	4	1,7	3,7
			2Т/32	29,4	1972	2,6	2,2	2,64	5,5	3,4
ПС 330 кВ «ВДГМК» НЕК "УКРЕНЕРГО", ПС 330 кВ «Рудна» НЕК "УКРЕНЕРГО"; ПС-150 кВ «ПВНІЧНА», 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	1,24	1,4	1	1,5	1,22
ПС 330 кВ «Павлоградська» НЕК "УКРЕНЕРГО";	2х250 МВА	ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ»	4Т/32	29,4	1985	0,5	1	0,5	0,4	0,34
			1Т/32	29,4	1974	1,8	1,5	2,2	1,5	2,8
		ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО»	2Т/32	29,4	1977	1,8	2	1,8	1,5	1,2
	2х250 МВА		1Т/60	55,2	1968	6,24	4,4	4	4,42	5,2

ПС 330 кВ «Криворізька» НЕК "УКРЕНЕРГО"		ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ»	2Т/60	55,2	1970	7,6	6,7	6,2	1,7	8,8
ПДТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Дніпровська» НЕК "УКРЕНЕРГО", ДТЕС-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	-	-	5	3,6	3,6
			2Т/25	23	1977	-	-	3	3,8	3,8
		Всього напругою 150 кВ	468			63,22	49,42	55,94	50,44	73,56
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	0	2,8	1	1
			2Т/6,3	5,80	1985	1,32	2,7	0	0,8	1
КрТЕС ДТЕК; ПС «Михайлівська 35/10 кВ» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»		ПС-35/6 кВ «ЖКК»	1Т/4	3,7	1981	0,4	0,3	0,3	1	0,2
			2Т/4	3,7	1981	1	0,6	0,5	1	1
ПС 330 кВ «Феросплавна» НЕК "УКРЕНЕРГО", ДТЕС-1 Укргідроенерго; ПС «Грушевська 150 кВ» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	2х400 МВА	ПС-35/6 кВ «Стрічка»	1Т/6,3	5,8	2016	1,7	1,5	3	3,3	3,7
			2Т/6,3	5,8	2015	2,2	2,3	3	3,4	3,94
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	0,2	0,1	0,8	0,1	0,2
			2Т/4	3,7	1984	1	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	1,42	1,8	2	2,3	2,7
			2Т/10	9,2	1989	2,2	1,9	3,1	3,1	3,2
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	0,9	1,2	0,7	2,5	1,2
			2Т/4	3,7	2014	0,54	0,7	0,8	0,54	1
КрТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Гірнична» НЕК "УКРЕНЕРГО", КахГЕС Укргідроенерго;	4х250 МВА	ПС № 5 «Життєлище» 35/6 кВ	1Т/6,3	5,8	1917	2,03	1,4	0,9	4,2	1,7

ПС «Южна-35» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»			2Т/6,3	5,8	1917	2,7	4,1	4,4		3,1
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	1,03	0,1	1,1	0,1	0,74
ВДГМК-1 ДП "НЕК "УКРЕНЕРГО", ПС 150/35/6 кВ «Северна-150» ДТЕК	1х250 МВА		2Т/2,5	2,3	2015	0,1	0,6	0,1	0,3	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	2,3	3	2	2	1,4
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	0,05	0,1	0,62	0,1	0,1
			2Т/4	3,7	1983	0,53	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	1981	10,8	12,2	11	13,2	16
			2Т/16	14,7	2018	5,4	3,7	9	4,4	0
ПС 330 кВ «Південна» НЕК "УКРЕНЕРГО", ПС 330 кВ «Нікопольська» НЕК "УКРЕНЕРГО"; ПС «Газопровід», ПС «Батурина» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	4х250 МВА	ПС-35/6 кВ «Чешка»	1Т/1,6	1,5	1960	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6
			2Т/2,5	2,3	2012	0	1	0	0	0
КрТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Гірнича» НЕК "УКРЕНЕРГО"; ПС «Широківська» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	4х250 МВА	ПС-35/10 кВ «Луч»	1Т/6,3	5,8	1993	0,013	0,5	0,5	0,1	0,5
			2Т/6,3	5,8	1999	0,1	0	0	0	0
ПС 330 кВ «Першотравнева» НЕК "УКРЕНЕРГО"; ПС «Девладове-тягова» АТ «Укрзалізниця»	3х250 МВА	ПС «Макорти» 35/6 кВ	1Т/2,5	2,3	1971	0,5	0,2	0,3	0,14	0,2
ПС 330 кВ «Павлоградська» НЕК "УКРЕНЕРГО";	2х250 МВА	ПС-35/6 кВ «Палмаш»	1Т/10	9,2	1971	0,2	0	0	0,1	0,4
			2Т/10	9,2	2011	0	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	1,08	2,2	2,3	1,7	2,2
			2Т/4	3,7	2014	0,41	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	0,3	0,24	0,3	0,4	0,33
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	1,44	0,4	2,52	1,3	2,2
			2Т/2,5	2,3	1968	2	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	1,44	2,4	2,3	2,4	2,4
ПС 330 кВ "Прометей» НЕК "УКРЕНЕРГО";	2х250 МВА	ПС-35/6 кВ №14	3Т/2,5	2,3	1977	0,13	0,14	0,14	0,5	0,5
			4Т/3,2	2,9	1956	0,1	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	0,55	1,5	0	0,3	0,43
			2Т/4	3,7	1987	0	0	1	0,5	0,4
ПДТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Дніпровська» НЕК "УКРЕНЕРГО"; ПС «Єлізаветівка» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»		ПС-35/10 кВ «Сельстрой»	1Т/10	9,2	1970	1,5	1,24	1,74	1,3	0,6
			2Т/10	9,2	1970	0,7	0,82	1,1	0,52	1
		Всього напругою 35 кВ	220,2			48,783	52,44	60,76	55,5	56,74
		Всього по підстанціям напругою 150-35 кВ	688,2			112,003	101,86	116,7	105,94	130,3

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	2019	2020	2021	2022	2023	2024
			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	29,17	30,4	31	31,6	32,2	32,9
			2Т/25	23	1969						
		ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	1Т/32	29,4	1978	12,14	12,38	12,63	12,88	13,14	13,4
			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 «Труба»	1Т/32	29,4	1975	7,7	7,85	8,01	8,17	8,33	8,5
			2Т/32	29,4	1972						
ПС 330 кВ «ВДГМК» НЕК "УКРЕНЕРГО", ПС 330 кВ «Рудна» НЕК "УКРЕНЕРГО"; ПС-150 кВ «ЛПВНІЧНА», ПЛ-154 кВ Л-73, Л-73А АТ «ДТЕК	1х250 МВА, 3х250 МВА	ПС-150/35/10 кВ «Силова»	1Т/16	14,7	1987	1,28	6,74	6,88	7,02	7,16	7,3

ПС 330 кВ «Павлоградська» НЕК "УКРЕНЕРГО";	2х250 МВА	ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ»	4Т/32	29,4	1985	0,35	0,6	0,61	0,62	0,64	0,65
		ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО»	1Т/32	29,4	1974	5,4	5,5	5,61	5,73	5,84	5,96
			2Т/32	29,4	1977						
ПС 330 кВ «Криворізька» "НЕК "УКРЕНЕРГО"	2х250 МВА	ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ»	1Т/60	55,2	1968	14,28	14,57	14,86	15,15	15,46	15,77
			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 «ДПЗ-1»	1Т/25	23	1977	8,11	13,11	13,38	13,64	13,92	14,19
			2Т/25	23	1977						
		Всього напругою 150 кВ	468			78,43	91,15	92,98	94,81	96,69	98,67
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	2,04	2,08	2,12	2,16	2,21	2,25
			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	1,22	1,25	1,27	1,3	1,32	1,35
			2Т/4	3,7	1981						
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	7,79	7,95	8,11	8,27	8,44	8,6
			2Т/6,3	5,8	2015						
ПДТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Дніпровська» НЕК "УКРЕНЕРГО"; ПС «Новомосковськ-	2х400 МВА 3х250 МВА	ПС-35/10 кВ «НМФ»	1Т/4	3,7	1984	0,92	0,94	0,96	0,97	0,99	1,01
			2Т/4	3,7	1984						

тягова» АТ «Укрзалізниця»											
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	6,02	6,14	6,26	6,39	6,51	6,64
			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	2,24	2,29	2,33	2,38	2,43	2,48
			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	4,99	5,09	5,19	5,3	5,4	5,51
			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	0,75	0,77	0,79	0,8	0,82	0,83
ВДГМК-1 ДП "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 ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	3х250 МВА	ПС «С-35» 35/6 кВ	1Т/3,2	2,9	1952	1,59	1,62	1,66	1,69	1,72	1,76

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	0,92	0,94	0,96	0,97	0,99	1,01
			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	17,26	17,6	17,96	18,31	18,68	19,05
			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	1,2	1,22	1,25	1,27	1,3	1,32
			2Т/2,5	2,3	2012						
КрТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Гірнич» НЕК "УКРЕНЕРГО"; ПС «Широківська» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	4х250 МВА	ПС-35/10 кВ «Луч»	1Т/6,3	5,8	1993	0,89	0,91	0,93	0,95	0,97	0,99
			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	0,2	0,21	0,21	0,22	0,22	0,23
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	0,78	0,8
			2Т/10	9,2	2011						
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	3,37	3,43	3,5	3,57	3,64	3,72
			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-Ц3» 35/6 кВ	1Т/1,8	1,7	1989	0,34	0,34	0,35	0,36	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	2,24	2,29	2,33	2,38	2,43	2,48
			2Т/2,5	2,3	1968						
ПС 330 кВ «Феросглавна» 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	2,45	2,5	2,55	2,6	2,65	2,7
ПС 330 кВ "Прометей» НЕК "УКРЕНЕРГО";	2х250 МВА	ПС-35/6 кВ №14	3Т/2,5	2,3	1977	0,51	0,52	0,53	0,54	0,55	0,56
			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	1,09	1,11	1,14	1,16	1,18	1,2
			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	2,62	2,67	2,73	2,78	2,84	2,89
			2Т/10	9,2	1970						
		Всього напругою 35 кВ	220,2			61,37	62,61	63,88	65,14	66,43	67,75
		Всього по підстанціям напругою 150-35 кВ	688,2			139,8	153,76	156,86	159,95	163,12	166,42

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 ум. Оріхів внести в 2019р. на розгляд до НКРЕКП для включення в зону ліцензійної діяльності з розподілу та, в разі позитивного рішення, включити в зміни до Плану розвитку виконання проекту з технічного переоснащення підстанції з заміною ВД-КЗ та С-1 на елегазові вимикачі в 2024 році.

- Щодо будівництва ПС 150 кВ «Вільногірськ», проектом 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 на 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 проектній документації передачу імпульсів від сигналів ПРВВ на живлячі підстанції.

Планом розвитку заплановано на ПС-150/6/6 кВ «ПЗГО» 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
ТОВ «ДЖІ ПІ СОЛАР»	СЕС	Широківський р-н, смт. Широке	ПС 35/10 кВ «Луч»	8000	10	657 ПМ	17.12.18
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	731 ПМ	21.12.18
ТОВ "СОЛАР М"	СЕС	Дніпропетровська обл., Широківський р-н., смт. Широке	ПС 35/10 кВ «Луч»	3600	10	751 ПМ	28.12.18
ВСЬОГО				29300			

Підключений об'єкт в 2019 році:

Таблиця 6.2

№ п/п	*Об'єкт електроенергетики	Місце розташування (повна адреса місця розміщення електростанції)	Точка приєднання	Назва ПС 110-150 кВ, до якої передається потужність електростанції	Назва ПС 220-750 кВ (електростанції з РУ 220-750 кВ), в зоні дії якої перебуває електростанція	Вид джерела енергії (ВЕС, СЕС, Біомаса/БіогазЕС, Міні/МікроГЕС)	Встановлена потужність по виданим ТУ, МВт
3	ТОВ "СОЛАР М"	Дніпропетровська обл., Широківський р-н., смт. Широке (в межах населеного пункту), кадастровий номер земельної ділянки - 1225855100:01:009:0063	на наконечниках КЛ-10 кВ в ком. Ф-8 в РУ-10 кВ ПС 35/10 кВ «ЛУЧ»	ПС 150 кВ ГПП-3	ПС 330 кВ "Гіринича", ПС 330 кВ "Кр ТЕС"	СЕС	3,6

До кінця 2019 року планується підключення СЕС ТОВ "ДЖІ ПІ СОЛАР "Широківський р-н, смт. Широке.

Підключені до мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» СЕС побутові:

Таблиця 6.3

Місцезнаходження об'єкту СЕС		Кількість, од.	Потужність генеруючої установки, кВт
Жовтоводський РЕМ	м. Жовті Води	12	179,21
Криворізький РЕМ	м. Кривий Ріг	22	611,8
Вільногірський РЕМ	м. Вільногірськ	2	28
Дніпропетровський РЕМ	м. Дніпро	12	200,8

7. Дані щодо прогнозованої 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 2020 р.	Сумарна потужність замовлена до приєднання (чинні ТУ), МВт		Реалізовані ТУ, МВт					Заплановані заходи зі створення резерву потужності у ПРСР	Примітка (сонячні установки, рік / МВт)
				Всього	у т.ч. оплачено / проавансовано	2014	2015	2016	2017	2018		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	ПС-154/35/6 кВ «КПО»	2x25	30,36/25,1	0,97	0	0,21	0,01	0,1	0,22	1,14	Техн. переоснащ. з заміною тр-рів на 2x40 МВА	
2	ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	32+40	12,4/9,3	0,15	0	0	0	0,02	0	0,15		
3	ПС-154/6/6 «Трубіна»	2x32	7,9/2,7	0,3	0	0	0	0,05	0	1,2		
4	ПС-150/35/10 кВ «Силова»	1x16	6,7/4,4	0	0	0	0	0	0	0,02		
5	ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ»	32	0,6/0,5	0	0	0	0	0	0	0		

6	ПС-150/6/6 кВ «ІЗГО»	2х32	5,5/4,3	1,3	0	0	0,1	0,42	0,3	1,3		
7	ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ»	2х60	14,6/10, 5	0	0	0	0	0	0	0		
8	ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1»	2х25	13,1/9,2	0,41	0,03	0,07	0,13	0,11	0,64	0,9		
9	ПС-35/6 кВ № 3	2х6,3	2,1/1,9	0	0	1	0	0	0	0		
10	ПС-35/6 кВ «ЖКК»	2х4	1,3/1	0	0	0	0,002	0	0	0		
11	ПС-35/6 кВ «Стрічка»	2х6,3	8/4,0	0	0	0	0	0	0	0		
12	ПС-35/10 кВ «НМФ»	2х4	0,9/0,6	0	0	0	0	1,5	0	0		Видані ТУ на СЕС - 4,9 МВт- 2018р.
13	ПС № 50 «Березняки» 35/10/6 кВ	2х10	6,1/4,3	0	0	0,002	0,03	0,03	0,03	0		
14	ПС № 47 35/6 кВ «Західна»	2х4	2,3/1,7	0	0	0	0	0	0	0		
15	ПС № 5 «Жилселнице» 35/6 кВ	2х6,3	5,1/3,5	0,1	0	0,012	0,015	0,02	0,06	0,3		
16	ПС-«Інгулецька» 35/6 кВ	2х2,5	0,8/0,6	0	0	0	0	0	0	0		
17	ПС «С-35» 35/6 кВ	3,2	1,6/0,9	0,07	0,02	0,03	0,09	0,12	0,21	0,23		
18	ПС- 29 35/6 кВ	2х4	0,9/0,7	0	0	0	0	0	0	0		
19	ПС-5 35/6 кВ м. Жовті Води	2х16	17,6/12,	0,7	0,11	0,1	0,25	0,15	0,8	1,4		
20	ПС-35/6 кВ «Чешка»	1,6+2,5	1,2/0,9	0	0	0	0,2	0,01	0	0		
21	ПС-35/10 кВ «Луч»	2х6,3	0,9/0,7	0	0	0	0	0	0	0		Видані ТУ на СЕС - 11,6 МВт - 2018 р.
22	ПС «Макорт» 35/6 кВ	2,5	0,2/0,1	0	0	0	0	0	0	0		
23	ПС-35/6 кВ «Палмаш»	2х10	0,7/0,9	0,21	0,04	0	0	0	0,1	0,21		
24	ПС 35/6 кВ «Рахманово»	2х4	3,4/0,9	0	0	0	0	0	0	0		
25	ПС «НВ-ЦЗ» 35/6 кВ	1,8	0,3/0,2	0	0	0	0	0	0	0		
26	ПС «САЗ» 35/10/6 кВ	2х2,5	2,3/0,9	0	0	0	0	0	0	0		
27	ПС-35/6 кВ «Молзавод»	2,5	2,5/1,9	0	0	0	0	0	0	0	Техн. переосна щ. з заміною тр-ру на 4 МВА	
28	ПС-35/6 кВ №14	2,5+3,2	0,5/0,9	0	0	0	0	0	0	0		
29	ПС «ЦЗ» 35/6 кВ	2х4	1,1/0,9	0,03	0	0	0,01	0,003	0,1	0,06		
30	ПС-35/10 кВ «Сельстрой»	2х10	2,67/ 0,92	1	0	0	0	0,5	0,15	1		Видані ТУ на СЕС - 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 потокорозподілу 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.

З урахуванням основних чинників для розвитку електричних мереж компанії в План розвитку оператора системи розподілу на період 2020-2024 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	10,9	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 бслуговування. Технічне переоснащення - заміна силового трансформатору, який випрацював свій ресурс, заміна в ЗРУ МВ на ВВ, заміна вторинних ланцюгів. Проект 2016 року. Коригування проекту 2020 рік. Орієнтовний термін виконання робіт 2024 р. СІР ст. 24 , 66 , 81 , 92 . ПРОСР ст. 98 .	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»	1970	14	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	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);

	(2x60 МВА)			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. Коригування проекту 2021р., Орієнтовний термін виконання робіт 2022- 2023 рр. СПР ст. 27,67,94. . ПРОСР ст. 100.	3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних витрат електроенергії;
3	ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1» (2x25 МВА)	1977	7,4	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 проекту 2022 рік. Орієнтовний термін виконання робіт 2023-2024 рр. СПР ст. 25, 81, 92. . ПРОСР ст. 109.	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;
4	ПС «С-35» (Північна-35) (1x3,2 МВА) м. Жовті Води	1988	1,4	Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною обладнання ВРУ-35 кВ, організація телемеханіки та телеуправління – 2020 рік. По сценарію 2: 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»), встановлення другого трансформатору та 2 секції 35 кВ. Реконструкція ПС для підвищення надійності роботи підстанції та зменшення витрат на її обслуговування, підвищення	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,

				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. СПР ст. 30 , 147 , . ПРОСР ст. 103 .	модернізація існуючих об'єктів, збільшення їх потужності тощо); 9)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;
5	ЛЕП 35 кВ до ПС «С-35» 35/6 кВ м. Жовті Води (4,45 км)			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. Орієнтовний термін виконання робіт за сценарієм 2 - 2022 р. СПР ст. 30 , 125 , 147 . ПРОСР ст. 151 .	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).
6	ПС-35/6 кВ «Чешка» (1x1,6 МВА+1x2,5 МВА)	1968	0,6	Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною силового трансформатора, заміна обладнання ВРУ-35 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 2023 р. Орієнтовний термін виконання за сценарієм 2 - 2024р. СПР ст. 34 , 67 , 98 , 150 . ПРОСР ст. 107 .	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;
7	ПС-35/10 кВ «Луч» (2x6,3 МВА)	1993	0,5	Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною обладнання ВРУ-35кВ, 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 проектування 2024 р., за сценарієм 2 виконання робіт 2022 р. СПР ст. 30 , 96 . ПРОСР ст.108 .	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;
8	ПС-35/6 кВ «Молзавод» (1x2,5 МВА)	1987	2,4	Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною силового трансформатора, заміна обладнання ВРУ-35, 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 2021 р. СПР ст. 37 , 99 . . ПРОСР ст.110 .	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; 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.
9	ПС-35/6 кВ №14 (2,5+3,2 МВА)	1968	0,5	Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною 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 проектування 2022р. та виконання робіт 2023-2024 р. СПР ст. 37 , 81 , 99 . ПРОСР 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); 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-35/10 кВ «НМФ» (2х4 МВА)	1984	0,9	Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною обладнання ВРУ-35 кВ, ЗРУ-10 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 існуючих та перспективних споживачів якісними параметрами електричної енергії. Орієнтовний термін	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

				проектування 2021 р. та виконання робіт 2022 р. СПР ст. 34 , 82 , 97 . . ПРОСР ст.116 .	відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.
11	ПС-154/35/6 кВ «КПО» (2x25 МВА) м.Дніпро	1966	28,6	Технічне переоснащення ВРУ-35 кВ, заміна силових трансформаторів, організація обліку по стороні 150 кВ, телемеханіки та телеуправління, заміна МВ на ВВ РУ-6 кВ. 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 2021-2023 рр. за сценарієм 2. СПР ст. 24 , 62 , 66 , 92 . . ПРОСР ст.130	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.

12	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 втрат в розподільних мережах 6 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 виконання робіт 2020-2022рр за сценарієм 2. СПР ст. 103 . ПРОСР ст.154	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; 10)підвищення енергоефективності роботи розподільних електромереж шляхом їх реконфігурації, автоматизації та підвищення рівня середньої напруги.
13	ПС «Пролісок» 150/6 кВ (2х40 МВА) м. Дніпро			Необхідність будівництва ПС компанії в Чечелівському районі 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 -2024 рр. за сценарієм 2. СПР ст. 110 . . ПРОСР ст.132	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.
14.	ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО»	1970	4	Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною комплектів КЗ-ВД 150 кВ на елегазові вимикачі 150 кВ. Для доведення до діючих норм та з метою підвищення	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

	(2x32 МВА)			надійності роботи захисту трансформаторів, підвищення надійності електропостачання споживачів та заміни силових трансформаторів 150/6 кВ на нові, з метою зниження втрат електроенергії. Організація обліку по стороні 150 кВ, телемеханіки та телеуправління. Відновити роботу ПРВВ на живлячу підстанцію. Орієнтовний термін за сценарієм 2 - проектування 2020 р. та виконання робіт 2022-2023рр.. СПР ст. 26,62, 66, 93 . . ПРОСР ст.133 .	(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 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) 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-150/10/6 кВ «ПМЗ» (2x32 МВА)	1985	0,34	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 - проектування 2020р. та виконання робіт 2024 рр.. СПР ст. 27, 62, 67, 94 . . ПРОСР ст. 135 .	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.
16	ПС-35/6 кВ «Стрічка» (2x6,3 МВА)	1972	7,64	Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною обладнання та порталів ВРУ-35, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління. Забезпечення якісними параметрами	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

				електричної енергії. Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання. Орієнтовний термін за сценарієм 2 - проектування 2020 р. та виконання робіт 2023р.. СПР ст. 36 , 67 , 98 . . ПРОСР ст.142 .	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.
17	ПС 35/6 кВ «Рахманово» (2x4 МВА)	1959	3,3	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 за сценарієм 2 - виконання робіт 2020 р.. СПР ст. 35 , 98 . . ПРОСР ст.137 .	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.
18	ПС-35/6 кВ «Палмаш» (2x10 МВА)	1972	0,5	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 1Т. Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання, підвищення	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

				надійності енергопостачання споживачів. Орієнтовний термін за сценарієм 2 - виконання робіт 2021 р.. СПР ст. 32 , 62 , 67 , 96 . . ПРОСР ст.138 .	«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.
19	ПС «ЦЗ» 35/6 кВ (2x4 МВА)	1987	0,83	Необхідність технічного переоснащення ПС, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління, з заміною МВ на ВВ, заміна силових трансформаторів. Зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання. Забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії. Орієнтовний термін виконання робіт 2020 р. за сценарієм 2. СПР ст. 32 , 62 , 67 , 97 . . ПРОСР ст.139 .	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.
20	ПС «НВ-ЦЗ» 35/6 кВ (1x1,8 МВА)	1989	0,33	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	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

				витрат на технічне обслуговування обладнання. Орієнтовний термін виконання робіт 2020 р. за сценарієм 2. СПР ст. 33 , 62 , 67 , 97 . . ПРОСР ст.144 .	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.
21.	ЛЕП 150 кВ до ПС 150/20 кВ м.Вільногірськ			Необхідність будівництва для підключення нової ПС 150/20 кВ м. Вільногірськ до ПС 330 кВ «ВДГМК». Орієнтовний термін виконання робіт 2020р. за сценарієм 2. СПР ст. 103 . ПРОСР ст.149	1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 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.
22.	ЛЕП 150 кВ до ПС 150/6 кВ «Пролісок»			Необхідність будівництва для підключення ПС до ПС 330 кВ «Дніпровська». Орієнтовний термін будівництва 2024 р. за сценарієм 2. СПР ст. 110 . ПРОСР ст.150	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; 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); 10)підвищення енергоефективності роботи розподільних електромереж шляхом їх реконфігурації, автоматизації та підвищення рівня середньої напруги.
23.	ПЛ-35 кВ Л-МКР-31 (19,6 км)	1963		Для відновлення технічного стану відповідно нормативним документам. забезпечення надійної роботи електричних мереж. Орієнтовний термін виконання робіт	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

				- 2021 р. за сценарієм 2. СПР ст. 63 , 101 . . ПРОСР ст.146 .	системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних витрат електроенергії.
24.	ПЛ-35 кВ Л-Інг-31 (17,2 км) ПРОСР ст.147	1954		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 витрат електричної енергії, зменшення ремонтно-експлуатаційних витрат, забезпечення безперебійного живлення споживачів. Орієнтовний термін за сценарієм 2 - проектування 2020-2022 рр., виконання робіт 2023-2024рр.. СПР ст. 63 , 101 .	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.
25.	ПЛ-35 кВ Л-0-ЮЖ-31/Л-0-ЮЖ-32 (4,8 км) ПРОСР ст.148	1959			
26.	ПЛ-150 кВ Л-0-10-А/Л-0-11-А ПРОСР ст.151	1969			
27.	ПЛ-35 кВ Л-СА3 (2,2 км) ПРОСР ст.149	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 розрахункового – 2020 р.

На 2020 рік прийнята існуюча схема електричної мережі 35-150 кВ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК».

В таблицю 9.1 зведено дані щодо прогнозованого завантаження силових трансформаторів на розрахунковий 2020 р. в режимах зимового та літнього максимуму навантаження.

Таблиця 9.1

№№ з/п	Найменування об'єкта	Дисп. наймен.	Потужність тр-рів на 2020 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	30,36	66%	132%	25,1	55%	109%
		2Т	25	23						
2	ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	1Т	32	29,4	12,38	19%	42%	9,29	14%	32%
		2Т	40	36,8						
3	ПС-154/6/6 «Трубна»	1Т	32	29,4	7,85	13%	27%	2,73	5%	9%
		2Т	32	29,4						
4	ПС-150/35/10 кВ	1Т	16	14,7	6,74	46%	46%	4,35	15%	30%
5	ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ»	4Т	32	29,4	0,6	2%	2%	0,5	1%	2%
6	ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО»	1Т	32	29,4	5,5	9%	19%	4,31	7%	15%
		2Т	32	29,4						
7	ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ»	1Т	60	55,2	14,57	13%	26%	10,48	9%	19%
		2Т	60	55,2						
8	ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1»	1Т	25	23	13,11	29%	57%	9,17	20%	40%
		2Т	25	23						
9	ПС-35/6 кВ №3	1Т	6,3	5,8	2,08	18%	36%	1,87	16%	32%
		2Т	6,3	5,8						
10	ПС-35/6 кВ «ЖКК»	1Т	4	3,7	1,25	17%	34%	1	14%	27%
		2Т	4	3,7						
11	ПС-35/6 кВ «Стрічка»	1Т	6,3	5,8	7,95	69%	137%	4,01	35%	69%
		2Т	6,3	5,8						
12	ПС-35/10 кВ «НМФ»	1Т	4	3,7	0,94	13%	26%	0,63	9%	17%
		2Т	4	3,7						
13	ПС №50 «Березняки» 35/10/6 кВ	1Т	10	9,2	6,14	33%	67%	4,34	24%	47%
		2Т	10	9,2						
14	ПС №47 35/6 кВ «Західна»	1Т	4	3,7	2,29	31%	62%	1,65	22%	45%
		2Т	4	3,7						
15	ПС №5«Жилселище» 35/6 кВ	1Т	6,3	5,8	5,1	44%	88%	3,38	29%	58%
		2Т	6,3	5,8						

16	ПС 35/6 кВ «Інгулецька»	1Т	2,5	2,3	0,77	17%	33%	0,57	12%	25%
		2Т	2,5	2,3						
17	ПС «С-35» 35/6 кВ	1Т	3,2	2,9	1,62	55%	55%	0,92	31%	31%
				0,0						
18	ПС-29 35/6 кВ	1Т	4	3,7	0,94	13%	26%	0,7	10%	19%
		2Т	4	3,7						
19	ПС-5 35/6 кВ м. Жовті Води	1Т	16	14,7	17,6	60%	120%	12,04	41%	82%
		2Т	16	14,7						
20	ПС-35/6 кВ «Чешка»	1Т	1,6	1,5	1,22	32%	83%	0,92	24%	63%
		2Т	2,5	2,3						
21	ПС-35/10 кВ «Луч»	1Т	6,3	5,8	0,91	8%	16%	0,65	6%	11%
		2Т	6,3	5,8						
22	ПС «Макорти» 35/6 кВ	1Т	2,5	2,3	0,21	9%	9%	0,1	1%	4%
23	ПС-35/6 кВ «Палмаш»	1Т	10	9,2	0,74	4%	8%	0,92	5%	10%
		2Т	10	9,2						
24	ПС 35/6 кВ «Рахманово»	1Т	4	3,7	3,43	47%	93%	0,92	13%	25%
		2Т	4	3,7						
25	ПС «НВ-ЦЗ» 35/6 кВ	1Т	1,8	1,7	0,34	21%	21%	0,21	5%	13%
26	ПС «САЗ» 35/10/6 кВ	1Т	2,5	2,3	2,29	50%	100%	0,92	20%	40%
		2Т	2,5	2,3						
27	ПС-35/6 кВ «Молзавод»	1Т	2,5	2,3	2,5	109%	109%	1,91	36%	83%
28	ПС-35/6 кВ №14	3Т	2,5	2,3	0,52	10%	23%	0,92	18%	40%
		4Т	3,2	2,9						
29	ПС «ЦЗ» 35/6 кВ	1Т	4	3,7	1,11	15%	30%	0,92	13%	25%
		2Т	4	3,7						
30	ПС-35/10 кВ «Сельстрой»	1Т	10	9,2	2,9	15%	31,5%	0,92	5%	10%
		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 5 до 80% в літній період в залежності від номінальної потужності трансформаторів.

Винятком є ПС-35/6 кВ «Молзавод», на якій завантаження силового трансформатору в зимовий період становить 100%.

В аварійному, ремонтному режимі завантаження трансформаторів в зимовий період від 8 до 93% в зимовий період та від 4 до 82% в літній період, крім ПС-154/35/6 кВ «КПО», ПС-35/6 кВ «Стрічка», ПС-35/6 кВ «Молзавод», на яких завантаження силових трансформаторів в аварійному режимі в зимовий період становить більше 100%.

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 2018 рік наведена нижче в таблиці 10.1.

Таблиця 10.1

Інформація щодо комерційної якості послуг та якості електроенергії за 2018 рік

Код послуги	Тип послуги	Код рядка	Загальна кількість звернень	Кількість наданих послуг	Кількість не наданих послуг	Строк виконання послуги визначений законодавством	Середній строк надання послуги	Кількість послуг, час виконання яких перевищує установлені строки	Відсоток послуг, час виконання яких перевищує установлені терміни, %
A	B	B	1	2	3	4	5	6	7
S1	Приєднання до мереж системи розподілу:	010	643	643	0		3,41		
S1.1	видача технічних умов на приєднання разом з проектом договору про приєднання:	015	552	552	0		3,64		
S1.1.1	стандартне приєднання (пункт 4.5.5*)	020	335	335	0	10 роб.дні в	3,73		
S1.1.2	нестандартне приєднання (без необхідності погодження ТУ з ОСП) (пункт 4.5.6*)	025	0			10 роб.дні в			
S1.1.3	нестандартне приєднання (з необхідністю погодження ТУ з ОСП) (пункт 4.5.6*)	030	217	217	0	20 роб.дні в	3,52		
S1.2	подання робочої напруги для проведення випробувань електрообладнання (пункт 4.7.6*)	035	14	14	0		1,71		
S1.2.1	не потребує припинення електропостачання інших Користувачів	040	11	11	0	5 роб.дні в	1,82		
S1.2.2	потребує припинення електропостачання інших Користувачів	045	3	3	0	10 роб.дні в	1,33		
S1.3	підключення електроустановок Замовника до електричної мережі (пункт 4.8.4*)	050	77	77	0		2,09		
S1.3.1	не потребує припинення електропостачання інших Користувачів	055	62	62	0	5 роб.дні в	1,97		
S1.3.2	потребує припинення електропостачання інших Користувачів	060	15	15	0	10 роб.дні в	2,60		
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.дні в			
S3	Відновлення електроживлення електроустановки споживача:	080	52	52	0		1,54		
S3.1	яка була відключена за заявою споживача (пункт 11.5.11*, пункт 7.13**)	085	0			5 роб.дні в			
S3.2	яка була відключена за ініціативою ОСР (пункт 11.5.23*, пункт 7.12**)	090	14	14	0		1,21		
S3.2.1	у міській місцевості	095	14	14	0	3 роб.дні	1,21		

S3.2.2	у сільській місцевості	100	0			5 роб.дні в			
S3.3	яка була відключена за зверненням електропостачальника (пункт 7.12**)	105	38	38	0		1,66		
S3.3.1	у міській місцевості	110	35	35	0	3 роб.дні	1,69		
S3.3.2	у сільській місцевості	115	3	3	0	5 роб.дні в	1,33		
S4	Перевірка лічильника (пункт 6.11 розділу XIII ***)	120	0			20 днів			
S5	Розгляд звернень/скарг/претензій споживачів:	125	14	14	0		9,00		
S5.1	розгляд звернень/скарг/претензій споживачів (пункт 13.1.4*)	130	6	6	0	30 днів	11,67		
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	0			45 днів			
S5.3	розгляд звернень споживачів щодо перевірки правильності рахунку за послуги з розподілу електричної енергії (пункт 13.1.4*)	140	0			5 роб.дні в			
S5.4	розгляд скарг (претензій) щодо якості електричної енергії (пункт 13.2.1*)	145	8	8	0		7,00		
S5.4.1	якщо вимірювання параметрів якості електричної енергії не проводяться	150	0			15 днів			
S5.4.2	у разі проведення вимірювань параметрів якості електричної енергії	155	8	8	0	30 днів	7,00		
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	709	709	0		3,38	0	0,00%

Фактичні рівні показників якості електропостачання за 2018 рік наведені в таблицях 10.2 – 10.5

Таблиця 10.2

Індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні SAIDI за 2018 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	0,7	0	0	3,9	0	0,7	0	1,4	0	0	0	95,3	0,7	4,6	1,4	95,3	102
Дніпропетровські РЕМ	12,1	1	4,3	9,7	19,7	11,7	12,6	13	1,2	0,8	2,2	67,2	17,4	41,1	26,8	70,2	155,5
Жовтоводські РЕМ	8,6	5,3	14,3	0,6	29,3	18,7	6	3,3	50,3	10,9	1,3	2,8	28,2	48,6	59,6	15	151,4
Криворізькі РЕМ	0	0	0,3	0,8	0	0	1,9	4,3	8,7	0,7	2,3	2,3	0,3	0,8	14,9	5,3	21,3
Павлоградські РЕМ	94,4	0	2,4	32,3	9,2	0	10,3	4,5	3,2	0,1	5,1	0,8	96,8	41,5	18	6	162,3
СПС	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2
Разом по ПрАТ "ПТЕМ "ЦЕК"	12,8	2	5,9	5,9	15,6	9,4	6,7	5,3	16,7	3,9	1,8	34,9	20,7	30,9	28,7	40,6	120,9

Таблиця 10.3

Індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні SAIFI за 2018 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	0,23	0,2	0,57	0,46	0,26	0,2	0,28	0,7	0,59	0,22	0,6	1,31	0,98	0,92	1,61	2,16	5,67
Дніпропетровські РЕМ	0,39	1,1	0,34	0,62	0,65	1,01	0,62	0,6	0,58	1,13	1	0,54	1,82	2,28	1,76	2,63	8,49
Жовтоводські РЕМ	0,64	0,4	0,47	0,56	0,79	0,56	0,41	0,4	0,85	0,56	0,4	0,85	1,51	1,91	1,64	1,82	6,88
Криворізькі РЕМ	0,35	0,6	0,34	0,77	0,56	0,43	0,57	0,3	0,47	0,85	0,7	0,62	1,25	1,76	1,38	2,18	6,57
Павлоградські РЕМ	0,5	0,1	0,29	0,54	0,36	0,3	0,92	0,9	0,44	0,96	0,5	0,23	0,88	1,2	2,23	1,72	6,03
СПС	0,06	0	0,04	0,01	0	0,01	0	0	0	0,01	0,1	0,04	0,11	0,02	0,02	0,14	0,29
Разом по ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"	0,45	1	0,4	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,64	0,8	0,7	0,74	1,44	1,8	1,67	2,17	7,08

Таблиця 10.4

Індекс середньої тривалості коротких перерв в електропостачанні MAIFI за 2018 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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Дніпропетровські РЕМ	0,008	0	0,01	0,04	0,094	0,02	0,01	0,4	0,034	0,06	0	0,016	0,75	0,14	0,446	0,127	0,751
Жовтоводські РЕМ	0	0	0	0	0	0,05	0	0	0,05	0	0	0	0	0,05	0,05	0	0,1
Криворізькі РЕМ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Павлоградські РЕМ	0	0	0	0	0	0	0,03	0	0	0	0	0,005	0	0	0,032	0,005	0,037
СПС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Разом по ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"	0,002	0	0	0,01	0,028	0,01	0,01	0	0,012	0,02	0	0,005	0,009	0,04	0,03	0,038	0,122

Таблиця 10.5

Розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії ENS за 2018 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	2,6	1,1	9,5	7,9	4,8	3,4	4,8	13,3	12,2	2,7	8,4	19,2	13,2	16,1	30,3	30,3	89,9
Дніпропетровські РЕМ	33	18	14,6	31,8	35,9	35,4	41,2	35,4	26,7	73,3	39,4	49,3	65,1	103,1	103,3	162	433,5
Жовтоводські РЕМ	25,6	12	10,5	21,9	32,5	23,9	17,2	19,2	26,8	20,9	22,9	32,7	48,2	78,3	63,2	76,5	266,2
Криворізькі РЕМ	8,8	7,7	5,7	20,8	14	11,4	17,9	4	32,7	17,1	17,7	24,5	22,2	46,2	54,6	59,3	182,3
Павлоградські РЕМ	22,8	2,9	10,8	19,6	5,7	12,3	30,2	26,3	13,1	23,6	13,7	6	36,5	37,6	69,6	43,3	187
СПС	3,1	1,1	3,1	1,7	0	0,8	0	3,5	0	1	9,5	3,4	7,3	2,5	3,5	13,9	27,2
Разом по ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"	95,9	42	54,2	104	92,9	87,2	111	102	111,5	139	112	135,1	192,5	283,8	324,5	385,3	1186,1

В таблиці 10.6 наведений аналіз отриманих звітних показників за I квартал 2019 року в порівнянні з аналогічним періодом 2018 року. 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
I кв. 2018	110 / 154 кВ	0	0	0,0	0,00	0,00	0,00	0	0	0
	27,5 - 35 кВ	0	0	0,1	0,00	0,00	0,00	0	0	0
	6 - 20 кВ	147,7	18	165,6	0,86	0,13	0,99	115,6	26,2	141,9
	0,4 кВ	61,8	10,5	72,3	0,29	0,15	0,44	42,9	6,3	49,2
	Усього	209,6	28,4	238,0	1,15	0,28	1,43	159,9	32,5	192,4
I кв. 2019	110 / 154 кВ	0	0	0,0	0,00	0,00	0,00	0	0	0
	27,5 - 35 кВ	0,0	0	0,0	0,00	0,00	0,00	2,6	0	2,6
	6 - 20 кВ	92,4	18,4	110,8	0,61	0,19	0,80	80,3	28,3	108,6
	0,4 кВ	37,1	8,2	45,3	0,20	0,06	0,27	24,4	7,2	31,6
	Усього	129,5	26,5	156,1	0,81	0,26	1,07	107,3	35,5	142,8

Аналізуючи дані таблиці 10.6 можна зробити висновок, що в порівнянні з аналогічним періодом 2018 року, показники SAIDI та ENS зменшились: індекс середньої тривалості довгих перерв (SAIDI) на 34,4 % (внаслідок зменшення тривалості як запланованих (на 38 %), так і аварійних перерв (на 7 %), розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (ENS) зменшився на 26 %, індекс середньої частоти довгих перерв (SAIFI) зменшився на 25 % (внаслідок зменшення тривалості як запланованих (на 30 %), так і аварійних перерв (на 7 %).

Найбільший показник розрахункового обсягу недовідпущеної електроенергії по Товариству має місце на рівні напруги 6-20 кВ (108,6 тис. кВт*год), що складає 76 % від загального обсягу недовідпущеної електроенергії за квартал, 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 80,3 тис. кВт*год., що складає 56 % від загального обсягу недовідпущеної електроенергії. Показник обсягу недовідпущеної електроенергії на рівні напруги 6-20 кВ, який виник через незаплановані (аварійні) перерви в електропостачанні становить 28,3 тис. кВт*год., що складає 19 % від загального обсягу недовідпущеної електроенергії. Показники ENS (незаплановані перерви) на інших рівнях напруги становлять: 0,4 кВ – 5 %, 35-150 кВ – 0 тис. кВт*год. від загального обсягу електроенергії, недовідпущеної в I кварталі 2019 р.

Слід зазначити, що найбільший показник ENS за I квартал 2019 р. мають:

Дніпропетровські РЕМ (46,5 тис.кВт*год.), Жовтоводські РЕМ (41,9 тис. кВт*год.), Криворізькі РЕМ (21,4 тис.кВт*год.).

Інформація про надійність роботи мереж за останні 4 роки наведена в таблиці 10.7

Таблиця 10.7

Надійність роботи електричних мереж

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

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	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Технологічні порушення – всього	166	160	148	139	131	125
Аварійний недовідпуск електроенергії, тис.кВт*год	102,3	99,3	83,2	76,8	68,8	61,3
Кількість відключень в мережах 35-110 (150 кВ) на 100 км	0,172	0,162	0,152	0,142	0,132	0,122
Кількість відключень в мережах 0,4-6 (10 кВ) на 100 км	24,5	23,5	19,5	16,5	14,5	12,5

Постановою НКРЕКП від 14.06.2018 р. № 392 «Про затвердження цільових показників надійності (безперервності) електропостачання на 2018 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. –193;
- 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. –20.

У відповідності до постанови НКРЕКП від 05.10.2018 р. № 1175 виконано розрахунок прогнозованих показників надійності на період 2019-2024 роки, розрахунки наведено в таблиці 10.9.

Таблиця 10.9

Показники надійності	Планові показники					
	2019	2020	2021	2022	2023	2024
SAIDI, хв:	228,6	202,3	191,7	179,5	165,7	148,9
110 / 154 кВ	0	0	0	0	0	0
27,5 - 35 кВ	0	0	0	0	0	0
6 - 20 кВ	159,1	141,6	134,2	125,6	116,0	104,2
0,4 кВ	69,5	60,7	57,5	53,9	49,7	44,7
SAIFI:	7,98	7,65	7,21	6,59	6,47	6,28
110 / 154 кВ	0	0	0	0	0	0
27,5 - 35 кВ	0	0	0	0	0	0
6 - 20 кВ	5,99	5,74	5,41	4,94	4,85	4,71
0,4 кВ	1,99	1,91	1,80	1,65	1,62	1,57
MAIFI:	0,191	0,179	0,161	0,152	0,143	0,127
110 / 154 кВ	0	0	0	0	0	0
27,5 - 35 кВ	0	0	0	0	0	0
6 - 20 кВ	0,191	0,179	0,161	0,152	0,143	0,127
0,4 кВ	0	0	0	0	0	0
ENS, тис. кВт*год:	1368,2	1298,8	1141,7	974,6	952,8	932,7
110 / 154 кВ	0	0	0	0	0	0
27,5 - 35 кВ	0	0	0	0	0	0
6 - 20 кВ	996,4	948,1	833,4	711,5	695,5	680,9
0,4 кВ	369,2	350,7	308,3	263,1	257,3	251,8

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 4 тисячі 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 Товариство планує поширити користування побутових споживачів новим продуктом «Особистий кабінет побутового споживача» та впровадити передачу показів приладів обліку електричної енергії за допомогою програми VIBER.

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

Товариство планує організувати роботу сервісного центру для більш якісного та швидкого обслуговування споживачів. Покращити 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.

На балансі РЕМ є пристрої, які забезпечують вимірювання показників напруги електричної енергії у відповідності до ГОСТ 13109-97, але не відповідають характеристикам процесу вимірювання класу А відповідно до ДСТУ ІЕС 61000-4-30:2010.

Встановлення стаціонарних приладів ПЯЕЕ, таких як **SATECPM175-TFT**, враховуючи вартість близько 85 тис. грн. за одиницю, та необхідну кількість приладів близько 30 од., є неможливим одночасно на всіх підстанціях.

Встановлення пристроїв 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 придбати прилади [PE-01](#) (однофазні), [SATECEDL175XR](#) (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 одиниці продукції, тис. грн (без ПДВ)	2020		2021		2022		2023		2024	
			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 SATECEDL175XR (трифазний)	156,5	1	156,5			1	156,5				
2	Реєстратор якості електричної енергії PE-01 (однофазний)	37,5	3	112,5			1	37,5			3	112,5
3	Аналізатор якості електроенергії Pure BlackBox	293,91			1	293,91			1	293,91		
	Всього		4	269	1	293,91	2	194	1	293,91	3	112,5

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

№ з/п	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	2020 р.	2021р	2022р.	2023р.	2024р.
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 Води	35/6					
9	Жовтоводські РЕМ	ПС-29 35/6 кВ	35/6					
10	Жовтоводські РЕМ	ПС 35/6 кВ «Інгулецька»	35/6					
11	Криворізькі РЕМ	ПС №5«Житселище»35/6 кВ	35/6					
12	Криворізькі РЕМ	ПС №47 35/6 кВ «Західна»	35/6					
13	Криворізькі РЕМ	ПС №50«Березняки»35/10/6 кВ	35/10/6					
14	Криворізькі РЕМ	ПС-35/10 кВ «Луч»	35/10					
15	Криворізькі РЕМ	ПС 35/6 кВ «Рахманово»	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 35 кВ і вище	ПС-35/6 кВ «Стрічка»	35/6					
21	Служба підстанцій 35 кВ і вище	ПС-35/6 кВ «Молзавод»	35/6					
22	Служба підстанцій 35 кВ і вище	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 2020-2024 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 проектування 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.

Проектування 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 2020-2024 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 2020-2024 роки економічно не доцільна.

При розробці проектів з будівництва, реконструкції, технічного переоснащення обов'язковим пунктом в ТЗ є вимоги про визначення проектом 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: 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,

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;
- автоматизацію розподільних мереж;
- поліпшення якості обслуговування низьковольтних мереж, управління та моніторинг стану електротехнічного обладнання;
- виявлення перебоїв у енергопостачанні;
- автоматизацію системи розподілу;
- зберігається 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 2020-2024 роки планується встановити 13575 лічильників електричної енергії Smart та орієнтовно 108 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
2020	Дніпропетровські РЕМ	12	4	2410	1080	105	50	12	4	30	8
	Павлоградські РЕМ		3		540		20		3		8
	Жовтоводські РЕМ		4		590		31		4		7
	Гвардійська дільниця Павлоградських РЕМ		1		200		4		1		7
2021	Дніпропетровські РЕМ	24	8	2660	1330	105	50	24	8	30	8
	Павлоградські РЕМ		4		540		20		4		8
	Жовтоводські РЕМ		8		590		31		8		7
	Гвардійська дільниця Павлоградських РЕМ		4		200		4		4		7
2022	Дніпропетровські РЕМ	24	8	2660	1330	105	50	24	8	30	8
	Павлоградські РЕМ		4		540		20		4		8
	Жовтоводські РЕМ		8		590		31		8		7
	Гвардійська дільниця Павлоградських РЕМ		2		200		4		2		7
2023	Дніпропетровські РЕМ	24	8	2660	1330	105	50	24	8	30	8

2024	Павлоградські РЕМ	24	4	2660	540	105	20	24	4	30	8
	Жовтоводські РЕМ		8		590		31		8		7
	Гвардійська дільниця Павлоградських РЕМ		2		200		4		2		7
	Дніпропетровські РЕМ		8		1330		50		8		8
2024	Павлоградські РЕМ	24	4	2660	540	105	20	24	4	30	8
	Жовтоводські РЕМ		8		590		31		8		7
	Гвардійська дільниця Павлоградських РЕМ		2		200		4		2		7

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

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

З метою постійного контролю та своєчасної оплати за використану електроенергію, та більш швидкого реагування для відключення споживачів необхідне створення системи АСКОЕ побутових споживачів.

Реалізація цього заходу дозволить робити більш точні прогнози зі споживання електроенергії побутових споживачів, прийняти комплекс мір 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 01.01.2020	Станом на 01.01.2021	Станом на 01.01.2022	Станом на 01.01.2023	Станом на 01.01.2024
1	План впровадження АСКОЕ периметру підприємства, %	88	92	94	98	100
2	План впровадження АСКОЕ побутових споживачів, %	3	4,9	6,8	8,7	10,6

Враховуючи, що основним завданням АСКОЕ побут є збір комерційних даних про споживання електричної енергії 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.

З метою проведення фіксації експертизи засобів обліку, згідно наказу Міністерства палива та енергетики від 21.06.2003 №322 необхідно проводити відеозйомку проведення робіт. Для виявлення ознак порушення чи підробки пломб необхідно проводити розгляд об'єктів у збільшеному зображенні.

Для виконання цієї задачі інвестиційною програмою на 2020 рік передбачено придбання відеокамери Sony HXR-MC1500P із штативом та мікроскопу SIGETA BIOGENIC 40x-2000x LED Trino Infinity.

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 01.01.2019 р. на балансі Жовтководських РЕМ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» (м. Жовті Води) знаходяться лічильники комерційного обліку побутових споживачів класу точності 2,5 в кількості 7883 шт. Плани щодо заміни зазначених лічильників на 2020-2024 роки наведені в таблиці 14.3

Таблиця 14.3

№з/п	Найменування	2020р. (шт.)	2021р. (шт.)	2022р. (шт.)	2023р. (шт.)	2024р. (шт.)
1	Плани заміни лічильників комерційного обліку побутових споживачів з класом точності 2,5	1578	1578	1578	1578	1571

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 втрат розраховувався як відношення втрат 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 втрат в мережах ліцензіата. Враховуючи це, обсяг сальдованого надходження в мережі (відпуск в мережі) ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» суттєво змінився. Отже змінився і відсоток втрат, тому що він визначається як **відношення втрат 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 2014-2018 роки та їх структура (таблиця 15.1), очікувані витрати електричної енергії на її розподіл на 2019-2024 роки (таблиця 15.2).

Таблиця 15.1

Витрати електричної енергії на її передачу за 2014-2018 роки та їх структура.

Структура технічних втрат в мережах ОСР	2014 рік		2015 рік		2016 рік		2017 рік		2018 рік	
	млн.кВт*год	%	млн.кВт*год	%	млн.кВт*год	%	млн.кВт*год	%	млн.кВт*год	%
Фактичні (звітні) втрати	45,92	3,17	39,95	2,82	42,28	3,03	43,41	2,95	43,93	3,15
Відпуск в мережу	1449,67		1417,77		1396,99		1469,09		1394,19	
Технічні розрахункові втрати е/е, в т.ч.:										
- змінні в ЛЕП	45,95	3,17	42,74	3,01	41,66	2,98	43,20	2,94	40,80	2,93
- в трансформаторах, в т.ч.:	22,84	1,68	23,72	1,67	23,89	1,71	24,26	1,65	27,55	1,98
- змінні	4,02	0,28	3,82	0,27	3,81	0,27	3,57	0,24	3,40	0,24
- умовнопостійні	18,82	1,30	18,48	1,30	18,72	1,34	18,83	1,28	18,85	1,35
- інші умовно-постійні втрати е/е	1,58	0,11	1,42	0,10	1,36	0,10	1,86	0,13	5,30	0,38
Всього технічні розрахункові втрати е/е	70,37		66,46		65,55		67,46		68,35	
Витрати е/е на власні потреби ОСР	1,68		1,73		1,76		1,93		2,03	
Всього ТВЕ	72,04	4,97	68,19	4,81	67,31	4,82	69,38	4,72	70,38	5,05

Очікувані на 2019 рік фактичні втрати розраховано з урахуванням фактичного обсягу розподіленої електричної енергії у першому півріччі 2019 року з подальшим зменшенням втрат.

Таблиця 15.2

Очікувані витрати електричної енергії на її розподіл на 2019-2024 роки.

Показники	2020 рік	2021 рік	2022 рік	2023 рік	2024 рік
Фактичні (звітні) втрати (%)	9,64	9,59	9,50	8,83	8,72
Нормативні (%)	11,27	10,67	10,47	10,27	10,07
Понаднормативні (%)	-2,24	-1,08	-0,97	-1,44	-1,35

Загальна величина зменшення обсягу фактичних втрат за період з 2020 по 2024 роки становить 1,861 млн. кВт*год. порівняно з базовим 2018 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.
Технологічні порушення - всього	115	110	105	100	95
у тому числі з вини персоналу	-	-	-	-	-
Аварійний недовідпуск електроенергії,	52	49,7	47,4	45,1	42,8
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
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 будинок на ізольований 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;

- удосконалення розрахункового і технічного обліку електроенергії, заміна застарілих вимірювальних приладів, а також приладів обліку з технічними параметрами, що не відповідають законодавчим та нормативно - технічним вимогам;

- установка приладів обліку на фасадах приватних володінь;

- винесення приладів обліку із квартир в міжповерхові щитові;

- заміна проводів АС на СІП, заміна введів в будівлі, виконаних неізольованим проводом;

- впровадження автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії АСКОЕ для побутових споживачів;

- забезпечення обладнанням та матеріалами рейдових бригад по виявленню несанкціонованого відбору електроенергії.

На 2020-2024р.р. заплановано встановлення технічних обліків на проблемних ділянках з метою виявлення осередків понаднормативних втрат та виконання заходів по їх зниженню.15% коштів від обсягу інвестиційної програми щорічно направляється на заходи зі зниження нетехнічних витрат електричної енергії.

В 2018 році Інвестиційною програмою розроблено проектну документацію щодо винесення лічильників із квартир в міжповерхові щитові по 5 адресам (багатоквартирні будинки); укомплектовано рейдові бригади обладнанням для виявлення несанкційного відбору електричної енергії.

В плані розвитку 2020-2024 передбачено заміну введів 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, винесення лічильників із квартир в міжповерхові щитові.

Таблиця 15.4

Найменування заходів	2020 р. тис.грн. безПДВ	2021 р. тис.грн. безПДВ	2022 р. тис.грн. безПДВ	2023 р. тис.грн. безПДВ	2024 р. тис. грн. без ПДВ
Улаштування однофазних вводів в будинки з застосуванням СПІ та встановленням ФШО	175	518,4	518,4	518,4	518,4
Створення АСКОЕ побутових споживачів	4435,45	4064	4840	5525	5280
Винос лічильників електроенергії у населення з квартир на сходові клітини	3233,06	1900	2100	2100	0
Закупівля обладнання під АСКОЕ	868,68	780	860	950	1050
Прилади для облаштування рейдової бригади	0	14	0	0	14
Пристрій для перевірки автоматичних вимикачів	378	330	0	0	0
Пристрої для проведення експертизи засобів обліку та пломб	81,53	77	77	77	77
Всього	9171,72	7683,4	8395,4	9170,4	6939,4

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 вводів у житлові будинки із застосуванням ізолюваного проводу СПІ та впровадження ФШО:

Таблиця 15.5

План установки ФШО на 2020-2024 рр.

Підро зділ	Уно м. В	Варт ість 1 ФШ О тис. грн	Період установки/вартість									
			2020		2021		2022		2023		2024	
			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	0	0	200	320,0	200	320,0	193	308,8	300	480,0
	380	1,92	0	0	10	19,2	10	19,2	10	19,2	20	38,4
Всього по РЕМ			0	0	210	339,2	210	339,2	203	339,2	320	518,4
Дн. РЕМ	220	1,6	72	115,2	100	160,0	100	160,0	110	160,0	0	0
	380	1,92	28	53,8	10	19,2	10	19,2	17	19,2	0	
Всього по РЕМ			100	169,00	110	179,2	110	179,2	127	179,2	0	0
Всього на рік			100	169,0	330	518,4	330	518,4	330	518,4	320	518,4

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 прогнозний період, забезпечення необхідної та достатньої пропускної спроможності електромереж 20-150 кВ відповідно до наявних та прогнозних потреб споживачів та замовників щодо споживання електричної енергії та її відпуску в мережу на прогнозний 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 3 підстанціях 150 кВ та на 6 підстанціях 35 кВ, за сценарієм 2 - на 8 підстанціях 150 кВ та на 11 підстанціях 35 кВ. Устаткування фізично і морально застаріло.

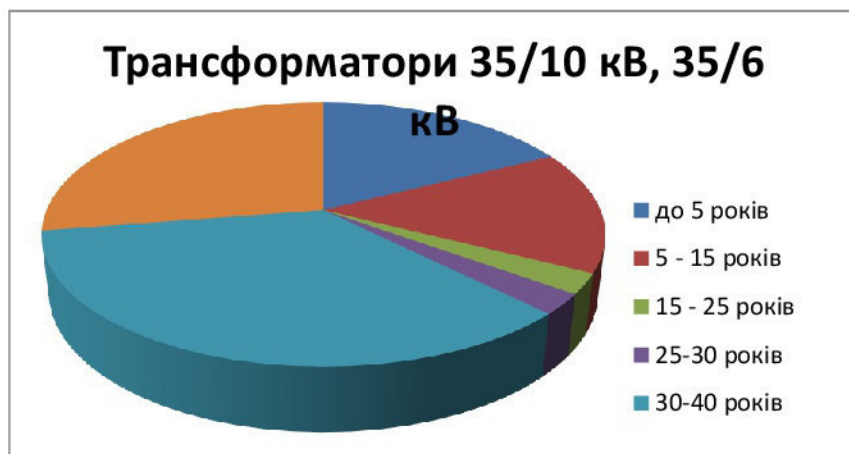
Оскільки надійність постачання електроенергії споживачам в основному залежить від силового устаткування підстанцій та пристроїв релейного захисту, пропонується технічне переозброєння підстанцій розпочати із заміни масляних вимикачів (МВ) на вакуумні (ВВ) та елегазові вимикачі (ЕВ) з установкою сучасних 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 44 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%.





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

Назва ПС	Дисп. №	Існуючий тр-р (тип - потужність / напруга)	Тр-р передбачений проектом
ПС-154/35/6 кВ «КПО»	1Т	ТДТНГ-25000/150/35/6	.*
ПС-154/35/6 кВ «КПО»	2Т	ТДТНГ-25000/150/35/6	.*
ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	1Т	ТРДН-32000/150-70У1, 150/10/6	ТДТН-40000/150 У1
ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1»	1Т	ТДТН-25000/35/6	.*
ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1»	2Т	ТДТН-25000/35/6	.*
ПС-154/6/6 «Трубна»	1Т	ТРДН-32000/150-70У1, 150/6/6	.*
ПС-154/6/6 «Трубна»	2Т	ТРДН-32000/150-70У1, 150/6/6	.*
ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ»	1Т	ТДГ-60000/150	.*
ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ»	2Т	ТДГ-60000/150	.*
ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ»	4Т	ТРДН-32000/150-У1	.*
ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО»	1Т	ТРДН-32000/150-У1	.*
ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО»	2Т	ТРДН-32000/150-У1	.*
ПС-150/35/6 кВ «Силова»	1Т	ТДТН-16000/150	.*
ПС «С-35» м. Жовті Води	1Т	ТМН-4000/35 У1	ТМН-4000/35/ У1
	2Т		ТМН-4000/35/ У1
ПС-35/6 кВ «Молзавод»	1Т	ТМ-2500/35/6	.*
ПС N 50 «Березняки» 35/10/6 кВ	1Т	ТДНС-10000/35 -У1	.*
ПС N 50 «Березняки» 35/10/6 кВ	2Т	ТДНС-10000/35 -У1	.*
ПС-35/6 кВ «Чешка»	1Т	ТМ-1600/35	.*
ПС-29 35/6 кВ	1Т	ТМ-4000/35	.*
ПС-29 35/6 кВ	2Т	ТМ-4000/35	.*
ПС-35/6 кВ N 14	3Т	ТМ-2500/35/6	.*
ПС-35/6 кВ N 14	4Т	ТМ-3200/35/6	.*
ПС-35/10 кВ «НМФ»	1Т	ТМН-4000-35/75-У1, 35/10	.*
ПС-35/10 кВ «НМФ»	2Т	ТМН-4000-35/75-У1, 35/10	.*
ПС-35/6 кВ «ЖКК»	1Т	ТМН-4000-35	.*
ПС-35/6 кВ «ЖКК»	2Т	ТМН-4000-35	.*

ПС-35/6 кВ «Палмаш»	1Т	ТДНС-10000/35/6	_*
ПС «САЗ» 35/10/6 кВ	1Т	ТМН-2500/35	_*
	2Т	ТМН-2500/35	_*
ПС-35/10 кВ «Сельстрой»	1Т	ТМН-10000/35/10	_*
ПС-35/10 кВ «Сельстрой»	2Т	ТДНС-10000/35/10	_*
ПС «Макорти» 35/6 кВ	1Т	ТМ-2500/35	_*
ПС «НВ-ЦЗ» 35/6 кВ	1Т	ТМ-1800/35	_*
ПС «ЦЗ» 35/6 кВ	1Т	ТМН-4000/35-73У1, 35/6	_*
ПС «ЦЗ» 35/6 кВ	2Т	ТМН-4000/35-73У1, 35/6	_*

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 вводів 150 кВ силового трансформатора спричиняє виникнення короткого замикання ;
- порушення вузлів герметизації вводів, що призводить до попадання вологи у ввід та у подальшому до пробою 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 проектів 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 2020-2024 роках
(сценарій 1)

№ з/п.	Назва ПС	Характеристика ПС		Вид капітального будівництва (нове, реконструкція, технічне переоснащення)	Наявність проектної документації	Стан проектних робіт		Кошторисна/оціночна вартість будівництва, тис. грн.	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	Реконструкція ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	150/10/6	32+40	Реконструкція	в наявності	2016	2016	13106,73	2024	1	2024
					коригування проекту	2020	2020				
2	ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ»	150/6	2х60	тех.переоснащення	в наявності	2014	2014	16132,37	2022	2	2023
					коригування проекту	2021	2021				
3	ПС 35/6 кВ "Північна-35" («С-35») м. Жовті Води	35/6	2х4	тех.переоснащення	в наявності	2016	2016	5689,9	2020	1	2020
4	ПС-35/6 кВ «Чешка»	35/6	1х1,6-1х2,5	техн.переоснащ.	відсутня	2024	2024	464,27			
5	ПС-35/10 кВ «Луч»	35/10	2х6,3	техн.переоснащ.	відсутня	2024	2024	345			
6	ПС 150/35/6 кВ «ДПЗ-1»	150/35/6	2х25	тех.переоснащення	в наявності	2018	2018	23052,38	2023	2	2024
					коригування проекту	2022	2022				
7	ПС-35/6 кВ «Молзавод»	35/6	1х4	тех.переоснащення	в наявності	2018	2018	12431,91	2021	1	2021
8	ПС-35/6 кВ №14	35/6	1х3,2, 1х2,5	техн.переоснащ.	відсутня	2022	2022	23173	2023	2	2024
9	ПС-35/10 «НМФ»	35/6	2х4	техн.переоснащ.	відсутня	2021	2021	20350,17	2022	1	2022
10	Актуалізація схеми перспективного розвитку ел.мереж					2020	2020	1102,5			
	Всього:							115848,2			

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)	2 020 р.	2 021 р.	2 022 р.	2 023 р.	2 024 р.
1	Реконструкція ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	Реконструкція					
		коригування проекту	126				12980,73
2	ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ»	тех.переоснащ.			7624,93	8381,44	
		коригування проекту		126			
3	ПС 35/6 кВ ("Північна-35" («С-35»)) м. Жовті Води	тех.переоснащ.	5689,9				
4	ПС-35/6 кВ «Чешка»	техн.переоснащ.					464,27
5	ПС-35/10 кВ «Луч»	техн.переоснащ.					345
6	ПС 150/35/6 кВ «ДПЗ-1»	коригування проекту, техн.переоснащ.			126	9199,37	13727,01
7	ПС-35/6 кВ «Молзавод»	техн.переоснащ.		12431,9			
8	ПС-35/6 кВ №14	техн.переоснащ.			345	11414	11414
9	ПС-35/10 «НМФ»	техн.переоснащ.		345	20005,17		
10	Актуалізація схеми перспективного розвитку ел.мереж		1102,5				
	Всього:		6 918	12903	28 101	28 995	38 931

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.

Таблиця 16.5

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
Нове будівництво об'єктів системи розподілу рівня напруги 10 (6); 0,4 кВ					
1	Вільногірські РЕМ, усього				
1.1	Будівництво ПЛ-6 кВ	смт. Дніпровське	0,43	307,3	2020-2023
1.2	Будівництво КЛ-0,4 кВ	смт. Дніпровське	0,05	90	2021-2023
2	Павлоградські РЕМ, усього				
2.1	Будівництво розвантажувального ТП-6/0,4 кВ	м. Павлоград	2	1611,4	2020-2023
3	Дніпроперовські РЕМ, усього				
3.1	Будівництво розвантажувального ТП-6/0,4 кВ	м. Дніпро	1	1399,3	2020-2021
3.2	Будівництво КЛ 6 кВ	м. Дніпро	0,8	2620	2021-2022
4	Жовтоводські РЕМ, усього				
4.1	Будівництво розвантажувального ТП-6/0,4 кВ	м. Жовті Води	1	260	2023-2024
5	Криворізькі РЕМ, усього				
5.1	Будівництво розвантажувального ТП-6/0,4 кВ	м. Кривий Ріг	2	1257,4	2020-2021
Реконструкція, технічне переоснащення об'єктів системи розподілу рівня напруги 10 (6); 0,4 кВ					
1	Вільногірські РЕМ, усього				
1.1	Технічне переоснащення ТП, РП 6/0,4 кВ	смт. Дніпровське	9	2974,4	2020-2024
1.2	Реконструкція ПЛ-0,4 кВ	смт. Дніпровське	0,81	30	2 024
1.3	Реконструкція КЛ-6 кВ	смт. Дніпровське	0,2	750	2021-2024
1.4	Реконструкція КЛ 0,4 кВ	смт. Дніпровське	1,52	1842	2022-2024
2	Криворізькі РЕМ, усього				

2.1	Технічне переоснащення ТП, РП 10(6)/0,4 кВ	м. Кривий Ріг	16	4391,5	2020-2024
2.2	Реконструкція ПЛ-0,4 кВ	м. Кривий Ріг	6,08	2738,9	2020-2021
2.3	Реконструкція ПЛ 6 кВ	м. Кривий Ріг	1,04	1270	2 020
2.4	Реконструкція КЛ-10 кВ	м. Кривий Ріг	0,52	1350	2 020
3	Павлоградські РЕМ, усього				
3.1	Технічне переоснащення ТП, РП 10(6)/0,4 кВ	м. Павлоград	19	3687,7	2020-2024
3.2	Реконструкція ПЛ-10 кВ	смт. Гвардійське	0,82	50	2 023
3.3	Реконструкція ПЛ-0,4 кВ	м. Павлоград	1,03	568	2 021
3.4	Реконструкція КЛ-10 кВ	смт. Гвардійське Новомосковського р-ну	5,55	9299,3	2020-2023
3.5	Реконструкція КЛ 0,4 кВ	м. Павлоград	0,42	1830,2	2021-2023
4	Жовтоводські РЕМ, усього				
4.1	Технічне переоснащення ТП, РП 10(6)/0,4 кВ	м. Жовті Води	15	3170,5	2020-2023
4.2	Реконструкція ПЛ 6 кВ	м. Жовті Води	4,5	2 025,0	2 024
4.3	Реконструкція ПЛ-0,4 кВ	м. Жовті Води	0,425	330,0	2023-2024
4.4	Реконструкція КЛ-6 кВ	м. Жовті Води	1,76	630	2 021- 2023
4.5	Реконструкція КЛ 0,4 кВ	м. Жовті Води	1,32	749,4	2 023
5	Дніпроперовські РЕМ, усього				
5.1	Технічне переоснащення ТП, РП 10(6)/0,4 кВ	м. Дніпро	20	5431	2020-2024
5.2	Реконструкція КЛ-6 кВ	м. Дніпро	0,7	2355	2021-2024
5.3	Реконструкція КЛ 0,4 кВ	м. Дніпро	1,68	1572,8	2020-2022

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

Таблиця 16.6

Назва об'єкта/РЕМ	Місцезнаходження об'єкта	2 020 р.		2021 р		2 022 р.		2 023 р.		2 024 р.	
		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.	км ліній, од./МВА ТП	Вартість, тис. грн.
Реконструкція ПЛ-0,4 кВ		0	94,5	7,11	3212,4	0	0	0	30	1,235	330
у тому числі:											
ПЛ 0,4 кВ		0	94,5	7,11	3212,4	0	0	0	30	1,235	330
Вільногірські РЕМ	смт. Дніпровське									0,81	30
Криворізькі РЕМ	м. Кривий Ріг		94,5	6,08	2644,4						
Павлоградські РЕМ	м. Павлоград			1,03	568						
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води								30	0,425	300
Будівництво КЛ-0,4 кВ		0	0	0	40	0	0	0,05	50	0	0
Вільногірські РЕМ	смт. Дніпровське				40			0,05	50		
Реконструкція КЛ 0,4 кВ		0	91,8	0,53	390	1,42	2957	2,67	2284,39	0,32	271
Павлоградські РЕМ	м. Павлоград			0,15	179	0,12	1567,2	0,15	84		
Дніпроперовські РЕМ	м. Дніпро		91,8	0,38	211	1,3	1270				
Вільногірські РЕМ	смт. Дніпровське						120	1,2	1451	0,32	271
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води							1,32	749,39		
Будівництво ПЛ-6 кВ		0	113,8	0	0	0	0	0,43	193,5	0	0
Вільногірські РЕМ	смт. Дніпровське		113,8					0,43	193,5		
Реконструкція ПЛ 6 кВ		1,04	1270	0	0	0	0	0	0	4,5	2025
Криворізькі РЕМ	смт. Радужне Криворізького району	1,04	1270								
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води									4,5	2025
Реконструкція ПЛ-10 кВ		0	0	0	0	0	0	0,82	50	0	
Павлоградські РЕМ	смт. Гвардійське							0,82	50		
Будівництво КЛ 6 кВ		0	0	0,8	2480	0	140	0	0	0	0
Дніпроперовські РЕМ	м. Дніпро			0,8	2480		140				
Реконструкція КЛ-6 кВ		0	0	0	160	1,76	630	0,7	2260	0,2	685

Дніпроперовські РЕМ	м. Дніпро				70		50	0,7	2170		65
Вільногірські РЕМ	сmt. Дніпровське				40		40		50	0,2	620
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води				50	1,76	540		40		
Реконструкція КЛ-10 кВ		6,07	10599	0	0	0	0	0	50	0	0
Павлоградські РЕМ	сmt. Гвардійське Новомосковськ ого р-ну	5,55	9249,29						50		
Криворізькі РЕМ	м. Кривий Ріг	0,52	1350								
Будівництво розвантажувального ТП-6/0,4 кВ		0	493,1	4	3111	0	0	1	694	1	230
Криворізькі РЕМ	м. Кривий Ріг		157,4	2	1100						
Павлоградські РЕМ	м. Павлоград		136,4	1	811			1	664		
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води								30	1	230
Дніпроперовські РЕМ	м. Дніпро		199,3	1	1200						
Технічне переоснащення ТП, РП 10(6)/0,4 кВ		41	6880,1	25	7278	3	1250	4	1463	6	1784
Дніпроперовські РЕМ	м. Дніпро	12	2279	4	1600	2	1000			2	552
Вільногірські РЕМ	сmt. Дніпровське	3	367,7	3	1118,4	1	550	1	650	1	288,3
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води	10	1557,5	4	1500			1	113		
Павлоградські РЕМ	м. Павлоград	11	1687,4	6	1500					2	500,3
Криворізькі РЕМ	м. Кривий Ріг	5	988,5	6	1560	2	700	2	700	1	443
ВСЬОГО			19543		16672		5977		7074,89		5325

**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)	2 020 р.	2 021 р.	2 022 р.	2 023 р.	2 024 р.
1	Реконструкція ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	реконструкція					
		коригування проекту					
2	ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ»	тех.переоснащ.					
		коригування проекту					
3	ПС 35/6 кВ ("Північна-35" («С-35») м. Жовті Води	тех.переоснащ					
4	ПС-35/6 кВ «Чешка»	техн.переоснащ.					
5	ПС-35/10 кВ «Луч»	техн.переоснащ.					
6	ПС 150/35/6 кВ «ДПЗ-1»	коригування проекту, техн.переоснащ.					
7	ПС-35/6 кВ «Молзавод»	техн.переоснащ.					
8	ПС-35/6 кВ №14	техн.переоснащ.					
9	ПС-35/10 «НМФ»	техн.переоснащ.					
10	Актуалізація схеми перспективного розвитку ел.мереж						

За сценарієм 2 для забезпечення надійного безпечного та економічно ефективного функціонування системи розподілу ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК", дотримання встановлених рівнів показників якості електропостачання на прогностичний 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 проектування та реалізації, необхідні капіталовкладення.

Таблиця 16.8

Підстанції напругою 35-150 кВ, які плануються до введення в роботу та проведення технічного переоснащення (реконструкції) у 2020-2024 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)	тис.грн.	(рік)	(рік)	(рік)
1	ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	150/10/6	1х32, 1х40	коригування проекту, реконструкція	в наявності	2016	2016	13106,73	2021	1	2021
				техн.переоснащ.		2020	2020				
						2016	2016	37214	2021	1	2021
2	ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ»	150/6	2х60	тех.переоснащення 1 етап	в наявності	2014	2014	16132,37	2020	1	2020
				тех.переоснащення 2 етап	відсутня	2022	2022	56472	2023	2	2024
3	ПС 35/6 кВ ("Північна-35" («С-35») м. Жовті Води	35/6	2х4	тех.переоснащення	в наявності	2016	2016	5689,9	2020	1	2020
				реконструкція	в наявності	2016	2016	14969,91	2020	1	2020
4	ПС-35/6 кВ «Чешка»	35/6	1х1,6-1х2,5	техн.переоснащ.	відсутня	2020	2020	13370	2024	1	2024
5	ПС 35/6 кВ «Рахманово»	35/6	2х4	техн.переоснащ.	в наявності	2018	2018	33061,01	2020	1	2020
6	ПС-35/6 кВ «Палмаш»	35/6	2х10	техн.переоснащ.	в наявності	2018	2018	23460,71	2021	1	2021

7	ПС-35/10 кВ «Луч»	35/10	2х6,3	техн.переоснащ.	відсутня	2020	2020	19167	2022	1	2022
8	ПС «ЦЗ» 35/6 кВ	35/6	2х4	техн.переоснащ.	в наявності	2018	2018	16681,28	2021	1	2021
9	ПС «НВ-ЦЗ» 35/6 кВ	35/6	1х1,8	техн.переоснащ.	в наявності	2018	2018	8019,29	2020	1	2020
10	ПС-35/6 кВ «Стрічка»	35/6	2х6,3	тех.переоснащення	в наявності	2018	2018	13583,79	2023	1	2023
11	ПС-154/35/6 кВ «КПО»	150/35	2х25	тех.переоснащення	в наявності	2018	2018	113245,9	2021	3	2023
12	ПС 150/35/6 кВ «ДПЗ-1»	150/35/6	2х25	коригування проекту, тех.переоснащення	в наявності	2018, 2022	2018, 2022	110000	2021	3	2023
13	ПС-35/6 кВ «Молзавод»	35/6	1х4	тех.переоснащення	в наявності	2018	2018	12431,91	2020	1	2020
14	ПС-150/6/6 кВ «ПЗГО»	150/6/6	2х32	тех.переоснащення	відсутня	2020	2020	35357	2022	2	2023
15	ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ»	150/10/6	1х32	техн.переоснащ.	відсутня	2020	2020	38745	2024	1	2024
16	ПС-35/6 кВ №14	35/6	1х3,2, 1х2,5	техн.переоснащ.	відсутня	2020	2020	23173	2022	1	2022
17	ПС-35/10 «НМФ»	35/6	2х4	техн.переоснащ.	відсутня	2020	2020	20350,17	2023	1	2023
18	Актуалізація схеми перспективного розвитку ел.мереж					2020	2020	1102,5			
19	ПС 150/20 кВ м. Вільногірськ	150/20	2х40	ТЕО в наявності	в наявності	2017	2017	119081,5	2019	3	2022
				Будівництво ПС	в наявності	2018	2018				
20	ПС «Пролісоку» 150/6 кВ м.Дніпро	150/6	2х40	ТЕО, проект реконструкції ПС	в наявності	2016	2016				

				коригування проекту		2022	2022	2100			
				Будівництво ПС				158000	2024	2	2024
	Всього:							904515			

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 фінансуванняП.

Таблиця 16.9

**Лінії електропередач напругою 35-150 кВ, які плануються до введення в роботу та проведення робіт з реконструкції у 2020-2024 роках
(сценарій 2)**

№ п./п	Назва і тип лінії електропередачі	Характеристика ПЛ				Вид капітального будівництва (нове, реконструкція, технічне переоснащення)	Наявність проектної документації	Стан проектних робіт		Кошторис-на/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	2020	1	2020
2	ЛЕП 150 кВ до ПС 150/6 кВ «Пролісок»	150	2	9,5	АС-300 або КЛ -марка кабелю згідно проекту	нове	в наявності	2016	2016	152000	2024	2	2024
3	Л-Інг-31	35	1	17,2	АС-120	реконструкція	відсутня	2020	2020	19005,8	2023	2	2023
4	Л-МКР-31	35	1	19,6	АС-120	реконструкція	відсутня	2019	2019	24078,6	2021	2	2021
5	Л-0-ЮЖ-31/Л-0-ЮЖ-32	35	2	4,8	АС-120	реконструкція	відсутня	2021	2021	7441,54	2024	1	2024
6	Л-САЗ	35	1	2,2	АС-120	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	АПВЕраПВ-87/150 пер.1*240	нове	в наявності	2016	2016	27512,63	2022	2	2022
8	ПЛ-150 кВ Л-0-10-А/Л-0-11-А	150	2	1,65	АС-185	реконструкція	відсутня	2022	2022	600			
	ВСЬОГО									234011			

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)	2020	2021	2022	2023	2024
1	ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	коригування проекту, реконструкція		13106,73			
		техн.переоснащ.		37214			
2	ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ»	тех.переоснащ. 1 етап	16132,37				
		тех.переоснащ. 2 етап			345	27891	28236
3	ПС 35/6 кВ ("Північна-35" («С-35») м. Жовті Води	реконструкція	14969,91				
		тех.переоснащення	5689,9				
4	ПС-35/6 кВ «Чешка»	техн.переоснащ.	464,27				12905,73
5	ПС 35/6 кВ «Рахманово»	техн.переоснащ.	33061,01				
6	ПС-35/6 кВ «Палмаш»	техн.переоснащ.		23460,71			
7	ПС-35/10 кВ «Луч»	техн.переоснащ.	345		18822		
8	ПС «ІІЗ» 35/6 кВ	техн.переоснащ.	16681,28				
9	ПС «НВ-ЦЗ» 35/6кВ	техн.переоснащ.	8019,295				
10	ПС-35/6 кВ «Стрічка»	техн.переоснащ.				13583,789	
11	ПС-154/35/6 кВ «КПО»	коригування проекту, техн.переоснащ.		36000	35845,86	41400	
12	ПС 150/35/6 кВ «ДПЗ-1»	техн.переоснащ.		13000	15000	82000	
13	ПС-35/6 кВ «Молзавод»	техн.переоснащ.	12431,9				
14	ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО»	техн.переоснащ.	345		17356	17656	
15	ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ»	техн.переоснащ.	345				38400
16	ПС-35/6 кВ №14	техн.переоснащ.	345		22828		
17	ПС-35/10 «НМФ»	техн.переоснащ.	345			20005,17	
18	Актуалізація схеми перспективного розвитку ел.мереж		1102,5				
19	ПС 150/20 кВ м. Вільногірськ	ТЕО в наявності	52051,5	32340	34690		
		будівництво					
20	ПС «Пролісок» 150/6 кВ м.Дніпро	ТЕО, проект реконструкції ПС					
		коригування проекту				2100	
		Будівництво ПС					158000
	Всього:		162328,9	155121,4	144886,9	204636	237541,7

Таблиця 16.11

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, рекон- струкція, технічне перевоснащення)	2 020 р.	2 021 р.	2 022 р.	2 023 р.	2 024 р.
Л-Інг-31	реконструкція	667			18338,76	
Л-МКР-31	реконструкція		24078,65			
Л-0-ЮЖ-31/Л-0-ЮЖ-32	реконструкція		550			6891,54
Л-САЗ	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					152000
ЛЕП 35 кВ до ПС «С-35» 35/6 кВ м.Жовті Води	нове			27512,63		
ПЛ-150 кВ Л-0-10-А/Л-0-11-А	реконструкція			600		
Разом		1543,3	24628,7	28712,6	18338,8	160788

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 ТЕС	Рік виконання	Проект	Рік виконання	План реалізації	Рік виконання
Розробка ТЕС "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	2020-2022 (сценарій 2)
Розробка ТЕС будівництва ПС "Красногвардійська"	2014	Розробка проекту "Реконструкція ПС 150/6 кВ "Пролісок" з ЛЕП-150 кВ"	2016	Будівництво ПС	2023-2024 (сценарій 2)
Розробка ТЕС "Реконструкція підстанції "Пролісок" з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6/10 кВ на 20 кВ"	2017	Розробка проекту	2022	Реконструкція ел.мереж	2025-2028 (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 (10) кВ на 20 кВ наведено в табл. 16.13 (сценарій 2) наведено нижче.

Пооб'єктний перелік проектів 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 проекту	ТЕО, Проект	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., проект – 2018р.	574017,71	2020	2024	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 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 реконструкції 2019-2022 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 витрат 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)	2020	2021	2022	2023	2024
1	ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	коригування проекту, реконструкція					
		техн.переоснащ.					
2	ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ»	тех.переоснащ. 1 етап					
		тех.переоснащ. 2 етап					
		організація вимикаючого імпульсу					
		реконструкція					
3	ПС «С-35» 35/6 кВ м. Жовті Води ("Північна-35")	тех.переоснащення					
4	ПС-35/6 кВ «Чешка»	техн.переоснащ.					
5	ПС 35/6 кВ «Рахманово»	техн.переоснащ.					
6	ПС-35/6 кВ «Палмаш»	техн.переоснащ.					
7	ПС-35/10 кВ «Луч»	техн.переоснащ.					
8	ПС «ЦЗ» 35/6 кВ	техн.переоснащ.					
9	ПС «НВ-ЦЗ» 35/6кВ	техн.переоснащ.					
10	ПС-35/6 кВ «Стрічка»	техн.переоснащ.					
11	ПС-154/35/6 кВ «КПО»	коригування проекту, техн.переоснащ.					
12	ПС 150/35/6 кВ «ДПЗ-1»	техн.переоснащ.					
13	ПС-35/6 кВ «Молзавод»	техн.переоснащ.					
14	ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО»	техн.переоснащ.					
15	ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ»	техн.переоснащ.					
16	ПС-35/6 кВ №14	техн.переоснащ.					
17	ПС-35/10 «НМФ»	техн.переоснащ.					
18	Актуалізація схеми перспективного розвитку ел.мереж						
19	ПС 150/20 кВ м. Вільногірськ	ТЕО в наявності					
		будівництво					
20	ПС «Пролісок» 150/6 кВ м.Дніпро	ТЕО, проект реконструкції ПС					
		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		14,8	8653,66	2020-2024
у тому числі:				
ПЛІ 0,4 кВ		14,8	8653,66	2020-2024
Вільногірські РЕМ	смт. Дніпровське	4,68	1262,2	2021-2024
Криворізькі РЕМ	м. Кривий Ріг	4,72	3378,36	2020-2021
Павлоградські РЕМ	м. Павлоград	4,4	3254,5	2020-2023
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води	1	758,60	2021-2024
Будівництво КЛ-0,4 кВ		0,23	193	2022-2024
Вільногірські РЕМ	смт. Дніпровське	0,05	85	2023-2024
Павлоградські РЕМ	м. Павлоград	0,18	108	2022-2023
Реконструкція КЛ 0,4 кВ		3,97	2325,67	2020-2024
Павлоградські РЕМ	м. Павлоград	3,3	2077,90	2020-2022
Вільногірські РЕМ	смт. Дніпровське	0,54	170,97	2021-2024
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води	0,13	76,8	2020-2021
Будівництво ПЛ-6 кВ		0,43	245,5	2020-2021
Вільногірські РЕМ	смт. Дніпровське	0,43	245,5	2020-2021
Будівництво ПЛ-10 кВ		0,8	430	2020-2021
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води	0,8	430	2020-2021
Реконструкція ПЛ 6-10 кВ		12,06	10823,6	2020-2023
Реконструкція ПЛ 6 кВ		11,24	10430,0	2020-2021
Криворізькі РЕМ	смт. Радушне Криворізького району	1,04	1068,2	2020
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води	10,2	9361,8	2020-2021
Реконструкція ПЛ-10 кВ		0,82	393,6	2022-2023
Павлоградські РЕМ	смт. Гвардійське	0,82	393,6	2022-2023
Будівництво КЛ 6-10 кВ		16,8	50183,42	2020-2024
Дніпроперовські РЕМ	м. Дніпро	16,8	50183,42	2020-2024
Реконструкція КЛ 6-10 кВ		30,35	77906,12	2020-2024
Реконструкція КЛ-6 кВ		16,09	43158,900	2021-2024
Дніпроперовські РЕМ	м. Дніпро	10,30	26860,300	2021-2024
Вільногірські РЕМ	смт. Дніпровське	2,030	4280,100	2021-2024
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води	3,760	12018,500	2021-2022

Реконструкція КЛ-10 кВ		14,26	34747,22	2020-2023
Павлоградські РЕМ	смт. Гвардійське Новомосковського р-ну	13,74	33571,15	2020-2023
Криворізькі РЕМ	м. Кривий Ріг	0,52	1176,07	2020
Будівництво розвантажувального ТП-6/0,4 кВ		10	5968	2020-2024
Криворізькі РЕМ	м. Кривий Ріг	2	1266	2020-2021
Павлоградські РЕМ	м. Павлоград	4	3056	2020-2023
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води	3	1040	2021-2024
Дніпроперовські РЕМ	м. Дніпро	1	606	2020-2021
Технічне переоснащення ТП, РП 10(6)/0,4 кВ		95,00	22792	2020-2024
Дніпроперовські РЕМ		28,00	6953,00	2020-2024
<i>Дніпроперовські РЕМ</i>	<i>м. Дніпро</i>	26,00	5780,00	2020-2023
<i>Дніпроперовські РЕМ</i>	<i>смт. Партизанське</i>	2,00	780,00	2023-2024
Вільногірські РЕМ	смт. Дніпровське	9,00	955,00	2020-2024
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води	21,00	6249,00	2020-2023
Павлоградські РЕМ	м. Павлоград	24,00	4875,00	2020-2024
Криворізькі РЕМ	м. Кривий Ріг	13,00	3760,00	2020-2024
Реконструкція мереж з переведенням на напругу 20 кВ				
Реконструкція ПЛ-0,4 кВ		13,60	10485,00	
у тому числі:				
ПЛ 0,4 кВ		13,60	10485,00	
Вільногірські РЕМ	м. Вільногірськ	13,60	10485,00	2021-2022
Будівництво (реконструкція) ТП, РП з переводом на напругу 20 кВ		42	64834,78	2020-2024
Вільногірські РЕМ	м. Вільногірськ	42	64834,78	2020-2024
Будівництво (реконструкція) ПЛ-6 кВ з переводом на ПЛ-20 кВ		4	5200	2021-2022
Вільногірські РЕМ	м. Вільногірськ	4	5200	2021-2022
Будівництво (реконструкція) КЛ-6 кВ з переводом на КЛ-20 кВ		80	342891,7	2020-2024
Вільногірські РЕМ	м. Вільногірськ	80	342891,7	2020-2024

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	Місцезнаходження об'єкта	2 020 р.		2021 р		2 022 р.		2023 р.		2024 р.	
		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.	км ліній, од./МВА ТП	Вартість, тис.грн.
Заходи по мережах 6(10)-0,4 кВ			22005,65		20238,77		79578,68		42657,37		15040,5
Реконструкція ПЛ-0,4 кВ		0	61	5,72	4210,06	4,21	3036,3	0,7	493,6	4,17	852,7
у тому числі:											
ПЛП 0,4 кВ		0	61	5,72	4210,06	4,21	3036,3	0,7	493,6	4,17	852,7
Вільногірські РЕМ	смт. Дніпровське				24,3	0,81	575,1		23,1	3,87	639,7
Криворізькі РЕМ	м. Кривий Ріг		30	4,72	3348,36						
Павлоградські РЕМ	м. Павлоград		31	1	815,6	2,7	1946,4	0,7	461,5		
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води				21,8	0,7	514,8		9	0,3	213
Будівництво КЛ-0,4 кВ		0	0	0	0	0	7,2	0,18	110,8	0,05	75
Вільногірські РЕМ	смт. Дніпровське								10	0,05	75
Павлоградські РЕМ	м. Павлоград						7,2	0,18	100,8		
Реконструкція КЛ 0,4 кВ		0	261,42	3,23	1798,48	0,35	154,8	0	6,97	0,39	104
Павлоградські РЕМ	м. Павлоград		256,3	3,1	1720,8	0,2	100,8				
Вільногірські РЕМ	смт. Дніпровське				6	0,15	54		6,97	0,39	104
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води		5,12	0,13	71,68						
Будівництво ПЛ-6 кВ		0	52	0,43	193,5	0	0	0	0	0	0
Вільногірські РЕМ	смт. Дніпровське		52	0,43	193,5						
Будівництво ПЛ-10 кВ		0	70	0,8	360	0	0	0	0	0	0
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води		70	0,8	360						
Реконструкція ПЛ 6-10 кВ		6,74	8405,00	4,50	2025,00	0,00	24,60	0,82	369,00	0,00	0,00
Реконструкція ПЛ 6 кВ		6,74	8405,00	4,50	2025,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Криворізькі РЕМ	смт. Радунне Криворізького району	1,0	1068,2								
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води	5,74	7336,8	4,50	2025						
Реконструкція ПЛ-10 кВ		0	0	0	0	0	24,6	0,82	369	0	0
Павлоградські РЕМ	смт. Гвардійське						24,6	0,82	369		
Будівництво КЛ 6-10 кВ		0	77,12	0,8	3019,8	5,6	18150,5	9,3	25526	1,1	3410
Дніпроперовські	м. Дніпро		77,12	0,8	3019,8	5,6	18150,5	9,3	25526	1,1	3410
Реконструкція КЛ 6-10 кВ		6,07	8559,11		1556,93	16,6	51265,28	3,58	11166	3,6	5358,8
Реконструкція КЛ-6 кВ					955,1	10,4	31724,0	1,6	5121,0	3,6	5358,8

Дніпроперовські РЕМ	м. Дніпро				483,7	5,3	16565	1,4	4501	3,1	5310,6
Вільногірські РЕМ	смт. Дніпровське				108,9	1,3	3503	0,23	620	0,5	48,2
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води				362,5	3,76	11656				
Реконструкція КЛ-10 кВ		6,07	8559,11	0	601,83	6,24	19541,28	1,95	6045	0	0
Павлоградські РЕМ	смт. Гвардійське Новомосковського р-ну	5,55	7383,04		601,83	6,24	19541,28	1,95	6045		
Криворізькі РЕМ	м. Кривий Ріг	0,52	1176,07								
Будівництво розвантажувального ТП-6/0,4 кВ		0	198	4	2690	4	1920	1	760	1	400
Криворізькі РЕМ	м. Кривий Ріг		66	2	1200						
Павлоградські РЕМ	м. Павлоград		76	1	820	2	1460	1	700		
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води				120	2	460		60	1	400
Дніпроперовські РЕМ	м. Дніпро		56	1	550						
Технічне переоснащення ТП, РП 10(6)/0,4 кВ		22	4322	18	4385	19	5020	20	4225	16	4840
Дніпроперовські РЕМ		7	1298	5	1065	6	2005	5	1065	5	1520
Дніпроперовські РЕМ	м. Дніпро	7	1298	5	1065	6	2005	5	1005	3	800
Дніпроперовські РЕМ	смт. Партизанське								60	2	720
Вільногірські РЕМ	смт. Дніпровське	1	135	1	170	2	215	4	300	1	135
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води	6	1099	4	1350	3	1000	3	1060	5	1740
Павлоградські РЕМ	м. Павлоград	7	1230	5	1000	5	1000	5	1000	2	645
Криворізькі РЕМ	м. Кривий Ріг	1	560	3	800	3	800	3	800	3	800
Реконструкція мереж з переведенням на напругу 20 кВ			71293,08		86259,6		108889,1		122948,7		134021
Реконструкція ПЛ-0,4 кВ		0	0	5	5000	8,6	5485	0	0	0	0
у тому числі:											
ПЛ 0,4 кВ		0	0	5	5000	8,6	5485	0	0	0	0
Вільногірські РЕМ	м. Вільногірськ			5	5000	8,6	5485				
Будівництво (реконструкція) ТП, РП з переводом на напругу 20 кВ											
Вільногірські РЕМ	м. Вільногірськ	2	15931,58	10	12225,8	10	12225,8	10	12225,8	10	12225,8
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	10	55361,5	12	26433,8	16	68578,3	20	90722,9	22	101795,2
ВСЬОГО			93298,73		66498,37		168467,78		145606,07		129061,5

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 2020-2024 роки не передбачено.

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

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 01.01.2020 р.	Обсяги запланованих робіт на 2020 р.	Прогнозний технічний стан (з урахуванням обсягів запланованих робіт) на кінець				
					2020 р.	2021 р.	2022 р.	2023 р.	2024 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)	16,8	2,3	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8
	у доброму стані		2,514	0	4,814	5,014	5,214	5,414	5,614
	підлягає реконструкції		11,086	0	11,086	11,086	11,086	11,086	11,086
	підлягає капітальному ремонту		3,2	2,3	0,9	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		148,73	0	148,73	148,73	148,73	148,73	148,73

	у доброму стані	км (по трасі)	97,612	0	97,612	98,93	99,53	99,73	99,93
	підлягає реконструкції		48,6	0	48,6	48,6	48,6	48,6	48,6
	підлягає капітальному ремонту		2,518	0	2,518	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)	149,26	7,54	149,26	149,26	149,26	149,69	149,69
	у доброму стані		76,43	0	83,97	86,49	86,79	87,52	88,12
	підлягає реконструкції		62,01	1,04	60,97	60,97	60,97	60,97	60,97
	підлягає капітальному ремонту		10,82	6,5	4,32	1,8	1,5	1,2	0,6
	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	637,97	7,8	637,97	638,97	638,97	638,97	639,97
	у доброму стані		417,86	0	425,66	434,97	436,17	437,17	439,795
	підлягає реконструкції		206,71	0	206,71	199,6	199,6	199,6	199,175
	підлягає капітальному ремонту		13,4	7,8	5,6	4,4	3,2	2,2	1
	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	0	0	0	0
	у доброму стані		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає реконструкції		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає капітальному ремонту		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
9	КЛ-6 (10) кВ, усього	км	483,44	1,02	483,44	484,24	484,24	484,24	484,24
	у доброму стані		190,84	0	198,46	199,56	201,52	202,42	202,72
	підлягає реконструкції		290	6,02	283,98	283,98	282,22	281,52	281,32
	підлягає капітальному ремонту		2,6	1,6	1	0,7	0,5	0,3	0,2
	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	330,5	0	330,5	330,5	330,5	330,5	330,5

	у доброму стані		170,29	0	170,89	171,84	172,21	173,78	173,94
	підлягає реконструкції		158,61	0	158,61	158,26	158,03	156,59	156,49
	підлягає капітальному ремонту		1,6	0,6	1	0,4	0,26	0,13	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	0	8	8	8	8	8
	у доброму стані		0	0	0	0	0	1	3
	підлягає реконструкції		8	0	8	8	8	7	5
	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	1	22	22	22	22	22
	у доброму стані		0	0	1	2	3	3	4
	підлягає реконструкції		22	1	20	19	18	18	17
	підлягає капітальному ремонту		0	0	1	1	1	1	1
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
14	Трансформаторні підстанції (ТП), розподільні пункти (РП) 6 (10) кВ, усього	шт.	688	109	688	692	692	693	694
	у доброму стані		477	0	566	610	623	636	646
	підлягає реконструкції		103	41	82	57	54	50	44
	підлягає капітальному ремонту		108	68	40	25	15	7	4
	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		1	1	1	1	1
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ		13	0	13	13	13	13	13
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту		0	0	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		14	1	16	17	18	19	21
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ		25	0	25	24	23	21	20
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту		1	1	0	0	0	0	0
18	Силові трансформатори ПС вищою напругою 6 – 10 кВ, усього	шт.	922	47	922	927	927	929	930
	у доброму стані		365	0	412	453	487	521	532
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ		557	47	510	480	440	410	400
	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 прогностні дані:

Узагальнений технічний стан об'єктів електричних мереж системи розподілу (сценарій 2)									
№ з/п	Назва обладнання та	Од. Вим.	Прогностний технічний стан на початок 01.01.2020 р.	Обсяги запланованих робіт на 2020 р.	Прогностний технічний стан (з урахуванням обсягів запланованих робіт) на кінець				
	якісна оцінка*				2020 р.	2021 р.	2022 р.	2023 р.	2024 р.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Повітряні лінії (ПЛ)-220 кВ, усього	км	0	0	0	0	0	0	0
	у доброму стані	(по трасі)	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	16,8	2,3	17,03	17,03	17,03	17,03	26,53
	у доброму стані	(по трасі)	2,514	0	5,044	5,244	5,444	5,644	15,344
	підлягає реконструкції		11,086	0	11,086	11,086	11,086	11,086	11,086
	підлягає капітальному ремонту		3,2	2,3	0,9	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	148,73	0	148,73	148,73	153,18	153,18	153,18
	у доброму стані	(по трасі)	97,612	0	97,612	118,53	123,58	140,98	148,18
	підлягає реконструкції		48,6	0	48,6	29	29	11,8	4,8
	підлягає капітальному ремонту		2,518	0	2,518	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 (10-20) кВ, усього	км	149,26	7,54	149,26	150,49	154,49	154,49	154,49
	у доброму стані	(по трасі)	76,43	0	83,97	97,92	102,62	103,34	103,94
	підлягає реконструкції		62,01	1,04	60,97	50,77	50,37	49,95	49,95
	підлягає капітальному ремонту		10,82	6,5	4,32	1,8	1,5	1,2	0,6
	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	637,97	10,1	637,97	640,06	649,36	650,76	656,02
	у доброму стані		417,86	0	427,96	438,36	446,56	448,96	455,84
	підлягає реконструкції		206,71	2,3	204,41	197,3	199,6	199,6	199,18
	підлягає капітальному ремонту		13,4	7,8	5,6	4,4	3,2	2,2	1
	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	0	0	0	0
	у доброму стані		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає реконструкції		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає капітальному ремонту		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
9	КЛ-6 (10-20) кВ, усього	км	483,44	7,67	502,44	521,44	540,44	559,44	580,24
	у доброму стані		190,84	0	217,51	243,81	268,77	297,97	320,39
	підлягає реконструкції		290	6,07	283,93	276,93	271,17	261,17	259,65
	підлягає капітальному ремонту		2,6	1,6	1	0,7	0,5	0,3	0,2
	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	330,5	1,9	330,5	330,5	330,5	330,68	330,73
	у доброму стані		170,29	0	172,19	172,92	175,06	175,57	176,02
	підлягає реконструкції		158,61	1,3	157,31	157,18	155,18	154,98	154,64

	підлягає капітальному ремонту		1,6	0,6	1	0,4	0,26	0,13	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	0	9	9	9	9	10
	у доброму стані		0	0	2	3	4	6	8
	підлягає реконструкції		8	1	7	6	5	3	2
	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	4	22	22	22	22	22
	у доброму стані		0	0	6	7	9	11	12
	підлягає реконструкції		21	6	15	14	12	10	9
	підлягає капітальному ремонту		1	1	1	1	1	1	1
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
14	Трансформаторні підстанції (ТП), розподільні пункти (РП) 6 (10-20) кВ, усього	шт.	688	90	690	692	694	696	698
	у доброму стані		477	0	569	606	638	668	693
	підлягає реконструкції		103	22	81	61	41	21	1
	підлягає капітальному ремонту		108	68	40	25	15	7	4

	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	16	16	16	16	18
	у доброму стані		1		3	4	6	9	14
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ		13	0	13	12	10	7	4
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту		0	0	0	0	0	0	0
17	Силові трансформатори ПС вищою напругою 35 кВ, усього	шт.	40	6	41	41	41	41	41
	у доброму стані		14	1	20	22	23	25	26
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ		25	4	21	19	18	16	15
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту		1	1	0	0	0	0	0
18	Силові трансформатори ПС вищою напругою 6 – 10 кВ, усього	шт.	922	47	924	931	935	936	937
	у доброму стані		365	0	414	457	495	528	554

вимагають заміни з метою зниження ТВЕ	557	47	510	480	440	410	385
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	2020	1268,75		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати в 2020 (сценарій 1)
2	"Винос лічильників електроенергії у населення з квартир на сходову клітину м. Павлоград, вул. Сташкова, 25».	2018	2020	1011,93		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати в 2020 (сценарій 1)
3	"Винос лічильників електроенергії у населення з квартир на сходову клітину м. Павлоград, вул. Сташкова, 27».	2018	2020	952,35		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати в 2020 (сценарій 1)
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 в 2021-2022 (сценарій 1)
5	"Винос лічильників електроенергії у населення з квартир на сходову клітину м. Дніпро, вул. О. Поля, 96».	2018	2022	644,15		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати в 2022 (сценарій 1)
6	"Реконструкція КЛ-10 кВ ПС-50 ком. 3 -- ТП-859 м. Кривий Ріг	2018	2020	1176,07		реконструкція	Амортизаційні	виконати в 2020 (сценарій 1)

							відрахування	
7	"Реконструкція ПЛ-6 кВ від КРУН-6 кВ ком.4 до ЗТП-1, ЗТП-2 з переключенням до ПС-35/6 кВ "Чешка" ЗРП-6 кВ ком. 12 смт. Радунше.(Кривий Ріг)	2018	2020	1068,18		реконструкція	за переток і реактивної енергії	виконати в 2020 (сценарій 1)
8	Реконструкція КЛ-10 кВ від ПС "Гвардейская" ком.102 до ЗТП-187 ком.19 смт. Гвардійське Новомосковського р-ну, Дніпропетровської обл.	2015	2022	11805,71		реконструкція	за переток і реактивної е./е	виконати в 2022 (сценарій 1)
9	"Реконструкція ПЛ 6кВ Л-5-29 від ком.14 ПС 35/6кВ №5 до ком.10 ПС 35/6кВ №29(з відгал)	2015	2025	9909,64		реконструкція	Амортиз аційні відрахування	виконати в 2025 (сценарій 1)
10	"Реконструкції з заміною МВ-150кВ на елегазові вимикачі 150кВ на ПС 150/10/6кВ "ПЛМ"	2013	2024	17813,47		реконструкція	Амортиз аційні відрахування	виконати в 2024-2025 (сценарій 1)
11	"Технічне переоснащення ПС 150/10/6 кВ "ПЛМ "	2015	2026	33094,21		технічне переоснащення	Амортиз аційні відрахування	виконати 2026 (сценарій 2)
12	"Реконструкція ПС 35/6 кВ "С-35"	2016	2027	37647,23		реконструкція	Амортиз аційні відрахування	сценарій 2
13	"Техническое переоснащение ПС "Північна-35"	2014	2020	4565,21		технічне переоснащення	Амортиз аційні відрахування	виконати в 2020 (сценарій 1)
14	"Техническое переоснащение ПС Наклонноствольная"	2014	2022	12749,08		технічне переоснащення	Амортиз аційні відрахування	виконати в 2022-2023 (сценарій 1)
15	"Реконструкція ПС 150кВ "Красновардейская"	2016	2027	76274,17		реконструкція	інші	сценарій 2
16	"Реконструкція електричних мереж ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК" з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6 кВ на 20 кВ м.Вільногірськ.	2018	2026	678097,20		реконструкція	інші	сценарій 2
17	"Технічне переоснащення трансформаторної підстанції «ДШЗ-1»	2018	2023	120000,00		технічне переоснащення	інші	виконати 2023-2023 (сценарій 1, 2)
18	Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 154/35/6 кВ "КПО"	2018	2027	237550,00		технічне переоснащення	інші	виконати 2027-2030 (сценарій 1, 2)
19	"Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "Стрічка"	2018	2025	11777,87		технічне переоснащення	інші	виконати 2025 (сценарій 1)

20	"Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "Рахманово""	2018	2026	23957,23		технічне переоснащення	інші	виконати в 2026 (сценарій 1)
21	"Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "ЦЗ"	2018	2027	16637,11		технічне переоснащення	інші	виконати в 2027 (сценарій 1)
22	"Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "Палмаш"	2018	2028	19550,59		технічне переоснащення	за переток и реактивної е/е	виконати в 2028 (сценарій 1)
23	"Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "Молзавод"	2018	2021	10810,36		технічне переоснащення	за переток и реактивної е/е	виконати в 2021 (сценарій 1)
24	"Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "НВ-ЦЗ"	2018	2027	6973,30		технічне переоснащення	за переток и реактивної е/е	виконати в 2027 (сценарій 1)
Усього		—		1146088,53		—	—	—

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

План інвестицій за джерелами фінансування (сценарій 1)						
N	Показники капіталовкладень	2020	2 021	2022	2023	2024
	Джерела фінансування	39 592	40 651	44 695	48 942	53 648
1	Власні кошти:	36 947	40 651	44 695	48 942	53 648
1.1	амортизаційні відрахування	26 758	29 434	32 289	35 421	38 857
1.2	прибуток на виробничі інвестиції					
1.3	за переток реактивної е/е	7 680	8 448	9 267	10 166	11 152
1.4	інші (прибуток)	2 387	2 626	2 881	3 160	3 467
1.5	інші (економія ТВЕ)	122	143	258	195	172
2	Залучені кошти:	2 645	-	-	-	-
2.1	кредити					
2.2	фінансова допомога					
2.3	інші (невикористані кошти попередніх періодів)	2 645				

В тому числі:

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

Таблиця 20.2

	2020 рік	2021 рік	2022 рік	2023 рік	2024 рік	Всього
Інвестиції разом, в т.ч.:	39 592	40 651	44 695	48 942	53 648	227 528
<i>ПЛ</i>	<i>12 169,39</i>	<i>6 282,40</i>	<i>3 727,20</i>	<i>4 917,89</i>	<i>3 311,00</i>	30 408
ЛЕП 10-0,4 кВ	12169,39	6282,4	3727,2	4917,89	3311	30 408
ЛЕП -150-35 кВ						
<i>ПС</i>	<i>27 423</i>	<i>34 369</i>	<i>40 968</i>	<i>44 024</i>	<i>50 337</i>	197 120
ПС-150-35	6 918	12 903	28 101	28 995	38 931	115 848
ТП, РП	7373,2	10389,4	2250	2157	2013,6	23 183
інше	13131,06	11076,31	10616,7	12872,31	9392,4	58 089

План інвестицій за джерелами фінансування сценарій 2 наведено в таблиці 20.3

Таблиця 20.3

План інвестицій за джерелами фінансування (сценарій 2)						
N	Показники капіталовкладень	2020	2021	2022	2023	2024
	Джерела фінансування	272882	312227	382193	423772	580409
1	Власні кошти:	270237	312227	382193	423772	580409
1.1	амортизаційні відрахування	132762	132762	132762	132762	132762
1.2	прибуток на виробничі інвестиції					
1.3	за перетоки реактивної е/е	7680	8448	9267	10166	11152
1.4	інші (прибуток)	129673	170874	239906	280649	436323
1.5	інші (економія ТВЕ)	122	143	258	195	172
2	Залучені кошти:	2645	0	0	0	0
2.1	кредити					
2.2	фінансова допомога					
2.3	інші (невикористані кошти попередніх періодів)	2645	0	0	0	0

В тому числі:

Таблиця 20.4

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

Об'єкти електричних мереж	2020	2021	2022	2023	2024
Всього,	272,88	312,23	382,19	423,77	580,41
у тому числі:					
ПС 35-150 кВ	162,33	155,12	144,89	204,64	237,54
ПЛ, КЛ 35-150 кВ	1,5433	24,6287	28,7126	18,3388	160,788
ПЛ, КЛ 0,4-20 кВ,	93,3	66,5	168,47	145,61	129,06
ТП 20/0,4 кВ					
інше	15,71	65,98	40,12	55,19	53,02

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) проектів 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 2020-2024 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 втрат електроенергії;
1. 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 – бспоживачів: ТОВ «Будпромтех», ТОВ «Форпост Дніпро», МКП «Дніпропетровський електротранспорт», ТОВ «ПАЛАНДІН 49», ТОВ ПП «Дніпропетровський з-д хімічних виробів», ПАТ «Дніпрополімермаш»;
- II категорії – 3 споживача: ТОВ «Дніпропремсталь», ТОВ «Отіс Тарда», ТОВ «Вініл»;
- III категорії – 2 споживача: ТОВ «Ратрі», ДП «Укравтогаз».

На ВРУ-150 кВ підстанції 2 масляних вимикачі типу ВМТ-220Б-25/1250 1986 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, потребують заміни на елегазові.

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).

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 від 03.05.2019 р. виявлено наступне:

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 перекис 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 ізолятора 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)

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 ppm, 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.

Проект щодо «Реконструкції підстанції з заміною МВ-150 кВ на елегазові вимикачі 150 кВ ПС 150/10/6 кВ «ПЛМ» 02/44/1-0313.1-ПЗ розроблено ПАТ «ПТІ «Київоргбуд» в 2013 році.

Філією 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.

Згідно проекту планується виконати:

На стороні 150 кВ:

- Заміна масляних вимикачів ВМТ-220 -150 кВ на елегазові вимикачі типу GL313F1.
- Заміна трансформаторів струму ТФЗМ-150 кВ на трансформатори струму типу ІМВ-170 – 600/5 виробництва АВВ.
- Заміна роз'єднувачів типу РНДЗ-2-150/1000 У1 на нові типу РГ-2-150/1000 УХЛ1 виробництва ТОВ «Високовольтні технології».
- Заміна роз'єднувачів типу РНДЗ-2-150/1000 У1 на нові типу РГ-16-150/1000 УХЛ1 виробництва ТОВ «Високовольтні технології».
- Встановлення трансформаторів напруги типу ЕМФ-170виробництва АВВ.
- Заміна вентильних розрядників РВМГ-150 на ОПН-150 кВ типу RexlimR132УН170 виробництва АВВ.

На стороні 10 кВ:

- Заміна у ввідних комірках трансформаторів струму ТВЛМ-10 на трансформатори

струму ТЛШ-10 3000/5А .

- Заміна вентильних розрядників 10 кВ на обмежувачі перенапруги типу ОПНп-10/12/10/IV УХЛІ.

На стороні 6кВ:

- Заміна у ввідних комірках трансформаторів струму ТВЛМ-10 на трансформатори струму ТЛШ-10 3000/5А -2 трифазних комплекти.

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 ІМВ-170 600/5 А та встановлення нових трансформаторів напруги ЕМФ-170.

Встановлення комплексу 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.

Роботи планується виконувати поетапно: за сценарієм 1 - коригування проекту (актуалізація вартості робіт) – в 2020 р., виконання робіт 2024р., за **сценарієм 2** - в першу чергу– **реконструкція з заміною МВ-150 кВ на елегазові вимикачі**, в другу – технічне переоснащення з заміною силового трансформатора.

2. Технічне переоснащення ПС «Наклонствольна 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 втрат електроенергії.

Підстанція 150/6 кВ «Наклонствольна» 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 «Кривбассвітло», 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 втрат 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:

2. Опір ізоляції тяг з органічних матеріалів короткозамикача 220 кВ приєднання 1Т становить 730 Мом, приєднання 2Т – 740 Мом, при нормативному значенні ≥ 1000 Мом.
3. 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.
4. 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.
5. 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.
6. 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.
7. Опір контактної системи робочих ножів роз'єднувачів 220 кВ типу РЛНД-220/1000 становить 260-330 мкОм, при нормативному значенні ≤ 120 мкОм.
8. 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.
9. Механічний знос контактів ключів сигнальної автоматики (КСА) механізмів включення і відключення приводів відокремлювачів, короткозамикачів і роз'єднувачів 220 кВ.
10. 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.

11. 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 перемикачів, призвести до втрати ізолятора, руйнуванню обладнання, створенню аварійної ситуації на ПС і нанесення травм обслуговуючому персоналу.
12. На металоконструкціях порталів 150 кВ, стійках під обладнання, металевих поверхнях рам відокремлювачів і роз'єднувачів 220 кВ відбувається руйнування конструкцій через відсутність антикорозійного покриття.
13. На металевих смугах заземлення обладнання до контуру заземлення ПС відсутнє антикорозійне покриття, корозійне пошкодження смуг заземлення складає 30%.
14. Корозійне пошкодження і розгерметизація ящиків приводів роз'єднувачів 220 кВ усіх приєднань, шаф вторинних ланцюгів РЗА складає 35%.
15. 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.
16. Руйнування фундаментів під роз'єднувачі і розрядники всіх приєднань становить понад 60%.
17. 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.
18. Морально і технічно застаріла база РЗА (електромеханічні реле) призводить до проблем з їхньою експлуатацією у зв'язку зі зняттям з виробництва заводами-виробниками.
19. Термін експлуатації встановленого електрообладнання ВРП-150 кВ перевищує нормативний (25 років).

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 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. Проект розроблено в 2014 році ПАТ «ПТІ «Київоргбуд». ДП «ЖИЛКОМ» проведено експертизи:

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

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

На 2022-2023 роки проектом передбачено:

- Заміна відокремлювачів та короткозамикачів 150 кВ на елегазові вимикачі типу GL313F1.
- Встановлення додатково нових роз'єднувачів 150 кВ типу РГ-16-150/1000 УХЛ1 виробництва ТОВ «Високовольтні технології» на приєднанні 1Т, 2Т.
- Заміна вентильних розрядників типу РВМГ-150М на обмежувачі перенапруги типу PEXLIM R132-YN170 виробництваABB.
- Встановлення трансформаторів струму 150 кВ типу ІМВвиробництва ABB.
- Заміна роз'єднувачів типу РЛНД-2-220/1000 на нові роз'єднувачі типу РГ-2-150 /1000 УХЛ1 виробництва ТОВ «Високовольтні технології».
- Заміна трансформаторів струму 6 кВ 4000/5А на нові типу ТЛШ-10, 4000/5А.
- Заміна РЗА силових трансформаторів 1Т, 2Т на мікропроцесорні блоки захисту виробництва ABB.
- 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 LEDліхтарів.
- Встановлення нового щита постійного струму типу ЩПТ-220-250УХЛ1 з герметичною гелевою АКБ типу А704/280 виробництва Sonnenshein.

За сценарієм 1 заплановано: **Технічне переоснащення ПС «Наклонноствольна 150/6 кВ» на 2022-2023 рр.**

За сценарієм 2 заміну силових трансформаторів на нові з метою зниження втрат електроенергії та підвищення надійності електропостачання споживачів, соціально-значущих об'єктів.

3. Технічне переоснащення ПС 35/6 кВ «Північна-35» («С-35») 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);
- 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. 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». Згідно контрольних вимірів:

Максимальне навантаження на ввіді 6 кВ (зима 2018) – 842,4 кВт

Максимальне навантаження на Ф-8 (ПС «Н»-2) (зима 2018) – 3763 кВт

Максимальне навантаження на ввіді 6 кВ (літо 2019) – 4874,4 кВт

Максимальне навантаження на Ф-8 (ПС «Н»-2) (літо 2019) – 1517 кВт

Від підстанції живиться лікарняне містечко, будівлі адміністрації, муніципальні об'єкти та побутові споживачі (третина міста Жовті Води):

Споживачі 1 категорії – 2 од. (КП «ЖВК» ДОР, СМСЧ-9).

Споживачі соціально значимі – 10 од. (державні установи, навчальні заклади, д/с)

Побутові споживачі – 4517 абонентів. Більша частина населення, яке отримує електроенергію від ПС «С-35» 35/6 кВ переведено на електроопалення.

Юридичні споживачі 3 категорії - 149 од.

Загальна кількість підключених ТП – 33 шт.

У 2011 році на підстанції була проведена реконструкція РУ-6 кВ з заміною існуючих комірок КРУН з масляними вимикачами на нові КРУН-10 типу К-59 з вакуумними вимикачами з встановленням шафи оперативного струму (ШОТ).

На підстанції встановлено один трансформатор 1Т напругою 35/6 кВ типу ТМ-3200/35/6 зав.№ 856 1952 року виробництва ПАТ «ЗТР». В процесі довгострокової експлуатації трансформатору погіршилися його технічні характеристики.

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

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».

З метою підвищення надійності електропостачання та безаварійної роботи електричних мереж компанії, 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 два проекти:

1. Технічне переоснащення підстанції ПС 35/6 кВ «Північна-35» м. Жовті Води Дніпропетровської області.
2. Реконструкція підстанції 35/6 кВ «С-35» м. Жовті Води, Дніпропетровської області.

В 2020 році заплановано:

Технічне переоснащення підстанції ПС 35/6 кВ «Північна-35» («С-35») м. Жовті Води

Силовий трансформатор, диспетчерська назва 1Т напрутою 35/6 кВ типу ТМ-3200/35/6 зав. № 856 1951 року виробництва ПрАТ «ЗТР» знаходиться в експлуатації 67 років.

У 2012 році було проведено капітальний ремонт трансформатора під час якого були виконані наступні роботи:

- Підйом активної частини бака трансформатора, опресування обмоток, магнітопроводу, ремонт перемикача, заміна затворів, гумових ущільнювачів.
- Герметизація трансформатора, промивання, сушка активної частини;
- Регенерація трансформаторного масла.
- Випробування трансформатора після ремонту.

Подальша експлуатація силового трансформатора, після проведення капітального ремонту, показала проблеми, які не можливо було вирішити при проведенні капітального ремонту.

Враховуючи вищезазначене електротехнічною лабораторією ТОВ «НВП «Енергорішення» було проведено комплексі високовольтні вимірювання та випробування силового трансформатора ТМ-3200/35/6 зав. № 856 1952 року виробництва. На основі протоколів ТОВ «Енергорішення» ДП «Вінницький експертно-технічний центр держпраці» було проведено експертизу і отримано висновок №05.09.04-103.16 «Щодо відповідності обладнання підвищеної небезпеки, а саме силового трансформатора 1Т типу ТМ-3200/35 зав. №856 трансформаторної підстанції ПС 35/6 кВ «Північна-35» ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки».

За результатами експертної оцінки технічного стану трансформатора 1Т типу ТМ-3200/35 зав. №856, рік виготовлення 1951 Вінницьким ЕТЦ визначено, що трансформатор не відповідає вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки і знаходиться в незадовільному стані, а саме:

1. Трансформатор характеризується зносом компонентів активної частини з високим старінням основної ізоляції, експлуатується 41 рік понад гарантований по надійності строк експлуатації (гарантований – 25 років, ГОСТ 11677-85 п.3.4).
2. Обмотки ВН та НН трансформатора мають відхилення опору постійному струму між фазами більше 2%. Дефект комутації обмоток: ВН – по ф. «А», НН – по ф. «С». (Протокол №1 -239 від 13.10.16 р., СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 п 8.6).
3. Трансформатор має ознаки зволоження та забруднення твердої ізоляції $K_{абс}=1.05\div 1.2$, норма $K_{абс}>1.3$ (Протокол № 1-240 від 13.10.16р., РД 16.363.87, СОУ-Н МЕН 40.1-21677681-64:2012 п.4.1.2).
4. Трансформатор має зниження R60 до 76% відносно попередніх вимірювань, понаднормативний і критичний стан міцності ізоляції: $75\div 120$ Мом, (граничне значення $R=324$ Мом при 18°C . Незадовідьне значення $\text{tg}\beta=(2,464\div 2,846)\%$, норма $\text{tg}\beta=1,415$ при 18°C).
5. Трансформатор характеризується іскрінням та розрядами в маслі малої енергії, має ознаки наявності термічних дефектів в зоні низьких температур з негативним впливом на тверду ізоляцію, ознаки старіння і пошкодження паперової ізоляції, піроліз масла (Протокол № 1-243 від 13.10.16р. СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 рис А.1, п 7.2.1, п 7.2.3, п 8.1.3, п 8.1.4).
6. Трансформаторне масло характеризується забрудненням – по 10 класу чистоти рідини (забруднення масла крупними зваженими частками), значним вологовмістом 18,5 г/т

(Протокол №1-244 від 13.10.16р. ГОСТ 17216-2001 табл. 1, дод. В, СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 табл. 48 п.10).

7. Трансформаторне масло має високий вміст фуранових сполук – 1,45 мг/кг (протокол №1-245 від 13.10.2016р.), паперова ізоляція трансформатора має ступінь полімеризації на рівні 277 од. (додаток А, рис. 1 та п. 5.1.1.1 СОУ НН МЕВ 40.1-21677681-64:2012, СОУ Н ЕЕ 20.302:2007 п.8.17) і знаходиться в дефектному стані (можливе передчасне закінчення терміну служби – п. 67 СОУ НН МЕВ 40.1-21677681-64:2012). Паперова ізоляція трансформатора не відповідає вимогам нормативних документів.
8. Трансформатор має негерметичності ущільнень. (Технічний звіт ЕТЛ від 13.10.16р. ГКД 34.20.507-2003 п. 12.3.1, ГКД 34.46.501 – 2003 п. 6.2.1).
9. Трансформатор знаходиться в незадовільному технічному стані та підлягає виведенню з експлуатації.

Електротехнічною лабораторією ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» ведеться постійний контроль стабільності параметрів твердої ізоляції шляхом проведення вимірювань ХАРГ та характеристик ізоляції обмоток.

Згідно протоколів вимірювань характеристик ізоляції обмоток трансформатора №18/19 від 11.01.2019, №68/19 від 11.02.2019, №154/19 від 11.03.2019, №278/19 від 11.04.2019, №401/19 від 13.05.2019 спостерігається зменшення опору ізоляції обмоток відносно значень попередніх вимірювань, що може призвести до пробоя ізоляції і як наслідок виходу з ладу силового трансформатора.

Для забезпечення сталого функціонування підстанції, ПАТ «ПТІ «КИЇВОРГБУД» у 2014 році розроблено розроблено проект 02/717 в 2014 році щодо «Технічного переоснащення ПС «Північна-35».

Проектом передбачено:

- Заміна силового трансформатора 1Т.
- Заміна вторинних ланцюгів трансформаторів з прокладкою у бетонних кабельних лотках.
- Будівництво нового фундаменту під силовий трансформатор типу ТМН-4000/35 У1.

Для підвищення надійності електропостачання споживачів, наявними навантаженнями на ПС, переводом споживачів регіону на електроопалення, проектом передбачається заміна трансформатору 1Т на ПС «Північна-35» на новий типу ТМН-4000/35 У1.

Прийняті в проекті технічні рішення враховують передовий досвід будівництва, а також забезпечують дотримання всіх заходів зохорони навколишнього природного середовища.

Обсяги реконструкції підстанції 35/6 кВ «С-35» м. Жовті Води (за сценарієм 2):

Для забезпечення сталого функціонування підстанції, виконання рекомендацій Головдерженергонагляду, ТОВ «Харківпроменерго», у 2016 році розроблено проектно-кошторисну документацію «Реконструкція підстанції 35/6 кВ «С-35» м. Жовті Води, Дніпропетровської області».

Проектно-кошторисною документацією заплановано виконання робіт у чотири етапи. До інвестиційної програми на 2020 рік заплановано виконання I етапу ПКД, а саме:

- Встановлення нового силового трансформатора 2Т типу ТМН-4000/35/6 виробництва ПрАТ «ЗТР».
- Монтаж нової 2 секції 35 кВ з вакуумним вимикачем ВР-35 НС, литими трансформаторами струму ТРО-70.11 виробництва АВВ, ОПН типу РОЛІМ виробництва АВВ, роз'єднувачами типу РГ-35/1000 УХЛ1 виробництва ТОВ «Високовольтні технології». Нове обладнання монтується на блоках виробництва заводу «РЗВА».

- Реконструкція зі зміною електричної схеми 1 секції 35 кВ з перемонтажем вакуумного вимикача Т-31 типу ВР-35НС, монтажем нових трансформаторів струму ТРО-70.11 виробництва АВВ, ОПН типу POLIM виробництва АВВ, роз'єднувачів типу РГ-35/1000 УХЛ1 виробництва ТОВ «Високовольтні технології». Нове обладнання монтується на блоках виробництва заводу «РЗВА».
- Встановленням додаткових комірок для приєднання споживачів на 1. 2 секції 6 кВ.
- Монтаж нових залізобетонних кабельних лотків для прокладання кабелів вторинної комутації 1, 2 секції 35 кВ.
- РЗА силових трансформаторів 1Т, 2Т виконана на базі мікропроцесорних блоків захисту виробництва Schneider Electric.
- 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-35кВ 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.

Планується виконання заходів телемеханізації підстанції, що у свою чергу дозволяє збирати, передавати інформацію про функціонування об'єктів електричної мережі, а також передавати команди диспетчерського управління.

Прийняті в проєкті технічні рішення враховують передовий досвід вітчизняного будівництва, а також забезпечують дотримання всіх заходів з охорони навколишнього природного середовища. **В зв'язку з значними витратами на реконструкцію підстанції та будівництво нової двокової ПЛ-35 кВ роботи можливо виконати за сценарієм 2.**

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.

4. 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) 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 «Чешка» розташована в м. Кривий Ріг. 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 трансформатору 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 №05.09.04-028.18 «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 трансформатору 1Т, трансформатор оснастити автоматичним пристроєм РПН, пластинчатими 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.

Необхідно виконати заміну обладнання 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 2024 р. за сценарієм 1.

5. 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 тиску всередині розрядника;
- Часткове зволоження шунтуючих резисторів.

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 ІЩО (автомати SchneiderElectric або аналогічні).

Проектні роботи заплановано на 2024 рік за сценарієм 1.

6. Технічне переоснащення ПС 150/35/6 кВ «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.

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 ДНІПРООБЛЕНЕРГО» 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 регульовальних 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 ПС 150/35/6 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.

Для підвищення надійної та безаварійної роботи електричних мереж компанії, забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії за сценарієм 1 необхідно виконати технічне переоснащення підстанції з заміною обладнання ВРУ-150/35 кВ, коригування проекту (актуалізація вартості робіт) – в 2022 р., виконання робіт з 2023-2024р.р., силових трансформаторів **за сценарієм 2.**

7. 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 трансформатора, організацією обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління.

Рішення по виконанню робіт прийнято на виробничо-технічній раді. Протокол технічної ради ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» від 17.07.2017 по підготовці заходів інвестиційної програми в об'ємах переходу на стимулююче регулювання з 1 січня 2018 року (у відповідності до листа Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 14.03.2017 № 01/32-2207 та Протокольного рішення НКРЕКП від 13.07.2017 №22-п).

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 перемикань 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 часткове зволоження шунтуючих резисторів.

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 трансформатора, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління.

В 2018 році ТОВ «Східенергопроект» розроблено проект «Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ «Молзавод».

Проектом передбачається виконання технічного переоснащення підстанції 35/6 кВ «Молзавод» а саме:

- реконструкція ВРУ-35;
- заміна силового трансформатора;
- організація обліку по стороні 35 кВ;
- реконструкція ЗРУ-6 кВ;
- організація автоматизованої системи керування з видачею сигналів на диспетчерський пункт;

- організація системи сигналізації пожежної та периметральної охорони.

Заходи з енергозбереження енергоресурсів при передачі електроенергії, що досягається за рахунок вибору оптимальних параметрів силового устаткування електричних мереж.

- 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.

Роботи заплановано виконати в 2021 році за сценарієм 1.

8. 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-1800/35 У1 1968 року виробництва. Трансформатори знаходяться в роботі: 1Т- 41 рік, 4Т – 50 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 щебеню 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 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 (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 тиску всередині розрядника;
- часткове зволоження шунтуючих резисторів.

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 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 1Т, 2Т 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 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 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.

Проектом передбачається:

- організація обліку по стороні 35 кВ; заміна обладнання ВРУ-35;
- заміна обладнання ЗРУ-10 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 опшинування 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 блискавководводи;
- 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;
- виконати заміну всієї кабельно-провідникової продукції замінених 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, ліхтарів зовнішнього освітлення ЗРУ, ланцюгів зовнішнього освітлення від ЩВП до ліхтарів (використовувати світлодіодні LED ліхтарі та прожектори), встановити нові ЩО (автомати Schneider Electric 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.

За сценарієм 1 проектування – 2022р., виконання робіт – 2023-2024р.

9. 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 силкагелю 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 силкагелю 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 вентилях розрядники типу РВС-35 спостерігається:

Зниження тиску всередині розрядника;

Часткове зволоження шунтуючих резисторів;

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 ВМПП-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

- Порухення 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. Проектом передбачається:

- організація обліку по стороні 35 кВ виконується в першу чергу;
- заміна обладнання ВРУ-35 виконується в другу чергу;
- заміна силових трансформаторів;
- заміна обладнання ЗРУ-10 кВ виконується в третю чергу;
- 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 опинювання ВРУ-35 кВ;

– заміна силових трансформаторів;

– 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 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.

За сценарієм 1 - проектування в 2021 р., виконання робіт – 2022 р.

11. Розробка проектної документації– актуалізація:

Схема перспективного розвитку електричних мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» з техніко-економічною оцінкою переводу окремих енерговузлів на напругу 20 кВ» на період 2020-2024 рік з перспективою до 2029 року

Мета роботи:

Розробка схеми безпечного та надійного забезпечення електроенергією згідно з відповідною категорійністю споживачів на 2020-2024 рр. З перспективою до 2029 року. Ця робота визначає напрямки розвитку мережі 20-35-154 кВ, обсяги реконструкції і технічного переоснащення діючих об'єктів електричних мереж.

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, в тому числі 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 СІП, заміну силових трансформаторів на силові трансформатори з меншими втратами неробочого ходу та короткого замикання.

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 «КІЇВОРГБУД» 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 поточкорозподілу 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.

Заплановано в 2020 році коригування вищезазначеної виконаної роботи зі зміною термінів виконання заходів, згідно п.3.5.1 Кодексу систем розподілу, затвердженого Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 №310.

Ця документація має містити аналіз досліджених режимів з урахуванням існуючого завантаження та рекомендації стосовно заходів з нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення системи розподілу на десятирічний період, що забезпечують її надійне та стає функціонування та електропостачання споживачів електричною енергією нормованої якості, а також визначення необхідних витрат для виконання цих заходів. В роботі повинно бути відображені у графічному та табличному вигляді мережі 20 кВ та вище в різних експлуатаційних режимах.

12.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 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	2020-2022 сценар. 2
Розробка ТЕО будівництва ПС "Красногвардійська"	2014	Розробка проекту "Реконструкція ПС 150/6 кВ "Пролісок" з ЛЕП-150 кВ"	2016	Будівництво ПС	2023-2024 сценар. 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	2025-2028 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 R_{xx} . Зниження коефіцієнтів завантаження трансформаторів в наслідок перерозподілу електроенергії збільшує частку XX в сумарних втратах в трансформаторах. При розрахунках балансу енергії втрат R_{xx} у трансформаторах приймаються рівними паспортним значенням $R_{пасп.}$. На практиці паспортне значення $R_{xx пасп.}$ не завжди відповідає реальним втратам у трансформаторі та для різних трансформаторів різниця може бути значна. Хибне значення R_{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 СІП 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 СІП 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 (перехрещення) 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 квартир 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 розробку 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 КПП-5. Існуючі ПЛ-0,4 кВ мають довжину до 3 км. Проект виконується в 2019 році.

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). Заплановано в 2020 році виконати розробку проекту, в 2021р. – роботи з будівництва.

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 - навантаження 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 2020 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. Розробка проектів заплановано на 2023 р., виконання робіт – 2024 р.

В м. Дніпро заплановано в 2020 році розробка проекту «Будівництво двотрансформаторної КТП-6/2х250 кВА з АВР для переведенням навантаження ТП-9к». передбачається переведення навантаження з ТП-9к на нове КТП та, в зв'язку з впровадженням телемеханізації на об'єктах диспетчерський пункт – об'єкт 1 категорії, встановлення АВР.

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.

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.

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 2020 рік заплановано з метою виключення можливих аварій, проведення технічного обслуговування повітряних ліній, виконання ремонтних робіт оперативно-виїзна бригада (ОВБ) Дніпровських РЕМ використовувала автовишку ЗІЛ-130- МШТС-4М держ. н. АЕ 7319 АЕ. Але оновлення автопарку підприємства потребує значних витрат та можливо виконувати за сценарієм 2.

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.

13.Заходи з удосконалення та розвитку ІТ-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 перетікань електроенергії між ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» і суміжними суб'єктами Енергоринку України;
- автоматизований технічний облік відпуску електроенергії споживачам електроенергії, що живляться по прямих фідерах від центральних розподільчих пунктівПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»;
- автоматизований технічний облік прийому, розподілу і передачі електроенергії по розподільчих пунктахПрАТ «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.

В зв'язку з тим, що станом на 2018 р. було закінчено телемеханізацію першого і поки єдиного об'єкта ПрАТ “ПЕЕМ “ЦЕК” (ЦРП-3 м. Дніпро), будівництво каналів зв'язку до підстанцій підприємства наступні 5 років за сценарієм 1 не планується, в зв'язку з значними коштами, можливо тільки за сценарієм 2.

Розвиток телемеханізації на період 2020-2024 рр. за сценарієм 1 розроблений з урахуванням телемеханізації тих об'єктів, де виконано проектну документацію. Нові об'єкти телемеханізації 2023-2024 р. 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-1 м. Дніпро (2 черга)	2020	19	688,4
Телемеханізація ЦРП-2 м. Дніпро	2021	24	2 000
Телемеханізація ЦРП-5 м. Дніпро	2022	20	780
Створення диспетчерського пункту керування ОДС	2023		2000
Телемеханізація ЦРП-4 м. Дніпро	2024	12	1 000
Проектування ПС-150/35/10 кВ «Силова»	2021	13	40

Проектування ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1»	2022	13	40
-------------------------------------	------	----	----

Додатково за сценарієм 2

Таблиця 14.2

Назва заходу	Рік	Кількість введів, що планується телемеханізувати, усього, шт	Вартість впровадження (тис. грн.)
Проектування ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	2020	13	40
Проектування ПС-35/6 кВ №5 м. Жовті Води	2020	13	40
Проектування ПС-154/6 кВ «Трубна»	2020	13	40
Телемеханізація ПС-150/35/10 кВ «Силова»	2022	13	1050
Телемеханізація ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1»	2023	13	1050
Телемеханізація ПС-154/6 кВ «Трубна»	2022	13	1050
Телемеханізація ПС-35/6 кВ №5 м. Жовті Води	2023	13	1050
Телемеханізація ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	2024	13	1050

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 2020-2022 роки. В 2023 р. запланована заміна та оновлення обладнання телемеханізації ОДГ Дніпропетровських РЕМ:

Таблиця 14.3

Закупівля серверного обладнання

Назва обладнання	Кількість (шт.)	Рік закупівлі	Місце встановлення	Вартість (тис. грн.)
Моноблок	4	2020	м. Дніпро вул. Д. Кедріна	88
Ноутбук	6	2020	РЕМ: Дніпропетровський, Павлоградський, Криворізький, Жовтоводський, Вільногірський	72
Сервер	1	2020	м. Дніпро вул. Д. Кедріна	250
Комутатор	2	2020	м. Дніпро вул. Д. Кедріна	42
ДБЖ серверний 5000	1	2020	м. Дніпро вул. Д. Кедріна (обладнання білінгу)	100
МФУ А3 Лазерний	3	2020	м. Дніпро вул. Д. Кедріна, Павлоградський РЕМ, Криворізький РЕМ	51
МФУ А4 Лазерний	4	2020	РЕМ: Павлоградський, Криворізький, Жовтоводський, Вільногірський	42
Впровадження модулю «Приєднання» ПК «Послуга»	1	2020	В усіх підрозділах підприємства	150
Програмний комплекс з атестації персоналу	1	2020	В усіх підрозділах підприємства	200
Впровадження ПП «Режими»	1	2020	В усіх підрозділах підприємства	150
Впровадження SAP/ERP	1	2020	В усіх підрозділах підприємства	1000
ІР телефон	8	2020	РЕМ: Дніпропетровський, Павлоградський, Криворізький, Жовтоводський, Вільногірський	32
VoIP-GSM шлюз	1	2020	м. Дніпро вул. Дмитра Кедріна 28	25
Маршрутизатори	8	2021	Підстанції ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»	40

Обладнання для побудови оптичних ліній зв'язку	1	2021	м. Дніпро вул. Дмитра Кедріна 28	120
Медіа конвертер	16	2021	м. Дніпро вул.Дмитра Кедріна 28	16
Серверний шкаф	1	2022	м. Дніпро вул. Дмитра Кедріна 28	13
Сервер	1	2022	м. Дніпро вул. Дмитра Кедріна 28	314,9
ДБЖ серверний 5000	1	2022	м. Дніпро вул. Дмитра Кедріна 28 (обладнання АСКОВЕ)	163
Сервер	2	2023	м. Дніпро вул. Б. Кротова 44	240
Комутатор	1	2023	м. Дніпро вул. Б. Кротова 44	15
ДБЖ серверний 5000	1	2023	м. Дніпро вул. Б. Кротова 44 (Колл-центр)	163
Маршрутизатори	8	2024	Підстанції ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"	40
Медіа конвертери	16	2024	м. Дніпро вул. Дмитра Кедріна 28	16

Для оптимізації ремонтів потрібно прискорити впровадження SAP ERP. Заплановано в 2020 році впровадження останньої фази SAP ERP, закупівля ліцензій до програмного забезпечення SAP ERP на 2020-2024 роки (за сценарієм 2)

:

Таблиця 14.4

Програмне забезпечення (за сценарієм 2)

Рік	Кіл-ть професійних ліцензій SAPERP	Вартість професійних ліцензій SAPERP, тис.грн
2020	10	1400
2021	10	1400
2022	10	1400
2023	10	1400
2024	10	1400
Загалом за 2020-2024 р.		7000

Додаткові роботи з будівництва, технічного переоснащення, реконструкції, (за сценарієм 2):

1. Технічне переоснащення ПС-154/35/6 кВ «КПО» (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;

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.

Трансформатори 1Т і 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.

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 6кВ типу ВМП-10К, 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-35 кВ, організація обліку по стороні 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.

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

2. 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.

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 132ил.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 «КІЇВОРГБУД» в 2016 році розроблено проект «Реконструкція трансформаторної підстанції 150/6кВ «Пролісок» з ЛЕП 150кВ» №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.

3. 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 2020-2024 роки» (**за сценарієм 2**) та відповідності останнього вимогам діючих нормативних документів) планується зміна вищезазначеного проекту на «будівництво» та коригування проекту 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 2020-2022 роки під час коригування проекту будівництва підстанції.

3. 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.

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 2020-2024 передбачається значне зростання навантаження.

До підстанції планується підключення парку орієнтованою потужністю до 22 МВт.

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, ЦПС;

- заміна силових трансформаторів 1Т, 2Т типу ТРДН-32000/150 У1, на підставі проведення експертизи стану трансформаторів;

- трансформатори оснастити автоматичним пристроєм РПН, пластинчатими 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 RІP ізоляцією;

- заміна всієї кабельно-провідникової продукції під нове обладнання;

- релейний захист 150 кВ виконати на базі мікропроцесорних блоків захисту виробництва АВВ 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 ЦВП до прожекторів, заміну проводки у приміщенні ЗРУ. Виконати заміну ліхтарів зовнішнього та внутрішнього освітлення ЗРУ, ланцюгів зовнішнього освітлення від ЦВП до ліхтарів. Використовувати світлодіодні LED ліхтарі та прожектори типу ART або аналогічні. Встановити нові ЦО (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 катигорійності їх струмоприймачів.

4. Технічне переоснащення ПС-150/10/6 кВ «ЛМЗ»(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 2020-2024 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 призводить 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 перемикань 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-150кВ перевищує нормативний (25років).

№ п / п	Приєднання ВРУ-150 кВ	Дисп. Найм.	Тип обладнання	Рік вводу в експлуатацію
1.	Перемичка 150кВ	С-1-1	РНД- (3) 2-150 / 1000	1970
		3-1-2	РНД- (3) 2-150 / 1000	1970

2. Технічний стан ЗРУ-6кВ

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 проекту в 2020 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 опинювання, з заміною силового трансформатора 4Т типу ТРДН-32000/150 У1, масло приймача, трансформатор оснастити автоматичним пристроєм РПН, пластинчатими 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 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.

5. Технічне переоснащення ПС 35/6 кВ «Рахманово» (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) 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 релейні та високовольтні відсіки комірок під час атмосферних опадів, створити необхідні умови та відповідний кліматичний режим роботи устаткування.

Масляні вимикачі типу ВМП-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:

- з заміною обладнання ВРУ-35 кВ;
- організація обліку по стороні 35 кВ;
- встановлення КРПЗ-6 кВ, перепідключення споживачів від існуючого ЗРУ-6 кВ до нового КРПЗ-6 кВ;
- телемеханіка, телеуправління.

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

6. Технічне переоснащення ПС-35/6 кВ «Палмаш» (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;
- 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, ОПНп-35, встановлено сучасний 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.

Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання, підвищення надійності енергопостачання споживачів планом розвитку планується технічне переоснащення ПС:

- з організацією обліку по стороні 35 кВ, монтаж ТН, ТС. На приєднанні 35 кВ ТС з литою ізоляцією типу ТРО виробництва АВВ або аналогічні, ТН з литою ізоляцією антирезонансного виконання виробництва АВВ або аналогічні, підключення ТН-35 кВ виконати через роз'єднувачі;

- телемеханіки та телеуправління;
- з заміною обладнання ВРУ-35 кВ та РУ-6 кВ, монтаж нових комірок ЗРУ-6 кВ з вакуумними вимикачами, з ТН-6 кВ, ТВП, ТС з литою ізоляцією, вакуумні вимикачі типу виробництва «SchneiderElectric» або аналогічні, ОПН з полімерною ізоляцією виробництва АВВ або аналогічні;
- 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 ЦВП до прожекторів на ВРУ, заміну проводки у приміщенні ЗРУ-6 кВ, заміну ліхтарів зовнішнього освітлення, ЦО;
- ремонт будівлі ЗРУ-6 кВ.

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

7. Технічне переоснащення ПС «ЦЗ» 35/6 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);
- 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 тиску всередині розрядника;
- Часткове зволоження шунтуючих резисторів.

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.

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, 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.

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;
- заміна обладнання ВРУ-35 з заміною опинування;
- заміна обладнання ЗРУ-6 кВ, монтаж нових ТН-6 кВ, ТВП. ТВП підключити на секцію, ретрофіт в існуючих комірок ЗРУ 6 кВ (виконати заміну існуючих МВ на ВкВ);

- виконати заміну всієї кабельно – провідникової продукції заміненних 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, 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.

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

В 2018 році ТОВ «Східенергопроект» розроблено проект «Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ «ЦЗ».

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

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 ВМП-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 ВМП-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 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.

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 «Інструкції про порядок комерційного обліку електричної енергії» пункт 2.2 «Облік активної (реактивної) енергії та потужності в ОРЕ в точках комерційного обліку організовується власниками електроустановок відповідно до вимог Інструкції та здійснюється на межі балансової належності» (додатково встановити ТН-35 кВ), вимагається 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.

В 2018 році ТОВ «Східенергопроект» розроблено проект «Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ «Стрічка».

9. Технічне переоснащення ПС «НВ-ЦЗ» 35/6 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);
- 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 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 (51 рік), 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 втрат 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 перемикань 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-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 забезпечення сталого функціонування підстанції, ТОВ «СХІДЕНЕРГОПРОЕКТ» у 2018 році розроблено проектно-кошторисну документацію «Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ «НВ-ЦЗ» с. Комінтерн, Дніпропетровської обл.».

Проектом передбачено:

- Заміна розрядників РВС-35 кВ на обмежувачі перенапруг типу РВА2-54 L5 E2 M7 виробництва Teco Electronics Raychem.
- Встановлення нових трансформаторів струму типу ТРО 70.11 40.5 виробництва АВВ.
- Встановлення нових трансформаторів напруги типу ТЮ 7 виробництва АВВ.
- Заміна масляного вимикача 35 кВ типу МВТ-35/800 на новий вакуумний вимикач типу ВР35НСМ-35-20/1600 УХЛ1 виробництва ВАТ «Рівненський завод високовольтної апаратури».
- Заміна існуючого роз'єднувача 35 кВ типу РНДЗ-2-35/1000 У1 на новий роз'єднувач типу DTS-40.5.1000.С.IV УХЛ1 виробництва ТОВ «ГК»Високовольтні технології».

10.Реконструкція ПЛ-35 кВ Л-МКР-31 (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-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 19,6 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 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 сталеної 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 глазурі, тріщини в шапках ізоляторів. (СОУ-Н ЕЕ 20.571:2007, частина 2, п.10.5).

З метою підвищення надійності роботи електричних мереж 35 кВ Планом розвитку передбачається реконструкцію ПЛ-35 кВ Л-МКР-31:

- встановлення нової ПЛ-35 кВ Л-МКР-31 в існуючій охоронній зоні в створі існуючої ПЛ-35 кВ Л-МКР-31;
- згідно ПУЕ 2017 року п. 2.5.86 та відповідно п.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 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;
- встановлення залізобетонних опор проміжних (на перетинаннях визначити проектом) – орієнтовна кількість опор 100 (уточнити проектом);
- встановлення металевих уніфікованих опор – Анкерно-кутові, кінцеві опори, опори для відгалуження;
- врахувати виконання перетинів ПЛ-35 кВ, що проектується, з існуючими дорогами, річкою та ПЛ-0,4-330 кВ згідно інженерно-геодезичних вишукувань;
- для захисту від перенапруг на кінцевих опорах на кожну фазу встановити обмежувачі перенапруг ОПН-35. Місце встановлення визначити проектом, згідно вимог ПУЕ;
- грозозахист ПЛ виконати тросом марки ТК-50 зі сталевих оцинкованих проволок.

11. Реконструкція ПЛ-35 кВ Л-Інг-31 (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.

Планом розвитку заплановано реконструкцію ПЛ-35 кВ Л-ІНГ-31 протяжністю по трасі 17,3 км від ПС 150/35/6 кВ «Електронна» до ПС «Інгулецька» 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 проволоки, 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 місця 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 глазурі, 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 запроектувати лінію в існуючому створі на нових фундаментах, на нових з/б проміжних та металевих анкерних опорах. Запроектувати 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.

12.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 втрат 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 сталльної проволоки, обриви витків дроту, металоконструкції 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.

13.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 втрат електроенергії.

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.

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 сталюї частини), також багато дефектної фарфорової ізоляції.

З метою підвищення надійності роботи електричних мереж 35 кВ, безперебійного електропостачання споживачів заплановано реконструкцію ПЛ-35 кВ.

14. 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 втрат 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 орендар 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 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.

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.

15.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);
- забезпечити 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.

Орієнтовно довжина дволанцюгової ЛЕП-150 кВ по трасі 9,5 км проводом АС-300 або кабелем з ізоляцією із зшитого поліетилену перерізом згідно проекту.

16.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 сталюї проволочки, 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.

17.Будівництво ЛЕП 35 кВ до ПС «С-35» 35/6 кВ м. Жовті Води (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.
- 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 Голодерженергонагляду, 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 ДНІПРООБЛЕНЕРГО» 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 ДНІПРООБЛЕНЕРГО» 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 Голодерженергонагляду, 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 двоколової ЛЕП-35 кВ та перепідключення ПС «С-35» 35/6 кВ до ПЛ-35 кВЛ-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.

18. Пооб'єктний перелік проектів 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 витрат 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 проектів, 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 конфігурації, які отримують живлення від одного або двох центрів живлення. В міських мережах ці мережі споруджені як замкнуті, але експлуатуються в розімкнутому 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 виконання 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 невідпуску 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.

18.1 Реконструкція електричних мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» зі зміною класу напруги 6 кВ на 20 кВ м. Вільногірськ (за сценарієм 2)

На виконання 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:

- визначенно доцільність 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 стабільність 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 оптимізації;
- 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.

Загальний річний обсяг передачі електроенергії за 2018 рік склав: 42339,486 тис. кВт.год.

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 2018/2019 р.р. 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 втрат 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» $\pm 10\%$). 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 вимог СОУ НЕК 20.261:2017 «технічна політика ДП «НЕК «Укрেনерго» у сфері розвитку на експлуатації магістральних та міждержавних електричних мереж».

Всі вимоги НЕК «УКРЕНЕРГО» будуть враховані при виконанні умов договору на приєднання до мереж оператора системи передачі.

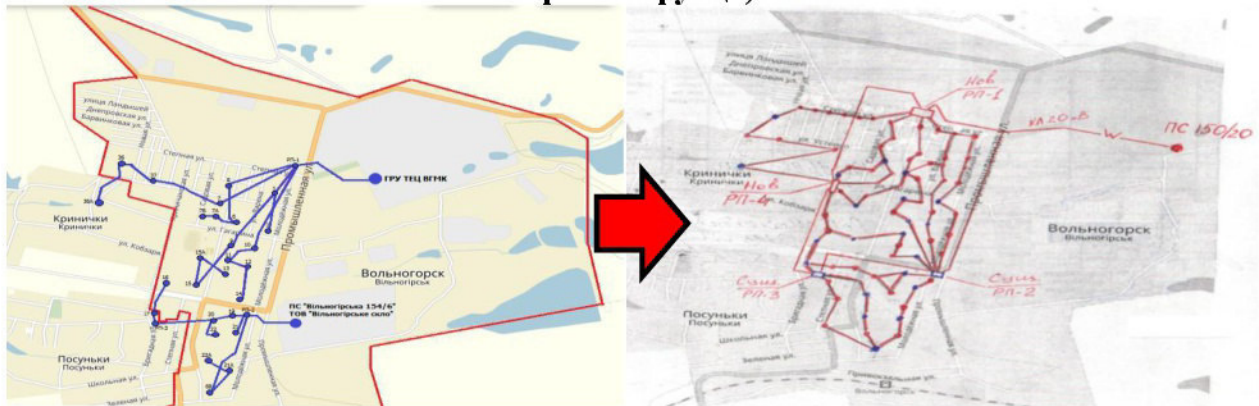
Планується використання в трансформаторних підстанціях секційних вимикачів із застосуванням телемеханіки. Також, планується використання автоматичної системи з обліку електроенергії з використанням технологій Smart Grid, які дозволять знизити експлуатаційні витрати, виявляти крадіжки електроенергії та 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)



19.АНАЛІЗ ВИТРАТ ТА ВИГОД ПРОЕКТІВ 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 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 2020-2024 роки за сценарієм 1 необхідно 227528 тис.грн., в т.ч.:

Таблиця 17.1

	2020 рік	2021 рік	2022 рік	2023 рік	2024 рік	Всього
Інвестиції разом, в т.ч.:	39 592	40 651	44 695	48 942	53 648	227 528
ПЛ	12 169,39	6 282,40	3 727,20	4 917,89	3 311,00	30 408
ЛЕП 10-0,4 кВ	12169,39	6282,4	3727,2	4917,89	3311	30 408
ЛЕП -150-35 кВ						
ПС	27 423	34 369	40 968	44 024	50 337	197 120
ПС-150-35	6 918	12 903	28 101	28 995	38 931	115 848
ТП, РП	7373,2	10389,4	2250	2157	2013,6	23 183
інше	13131,06	11076,31	10616,7	12872,31	9392,4	58 089

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 рисунку 1.



Рисунок 1.

Наведені результати розрахунків свідчать, що розроблені інвестиційні проекти є ефективними, оскільки період повернення інвестору вкладених коштів становить 1 рік.

Таблица 17.2

[illegible]

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.

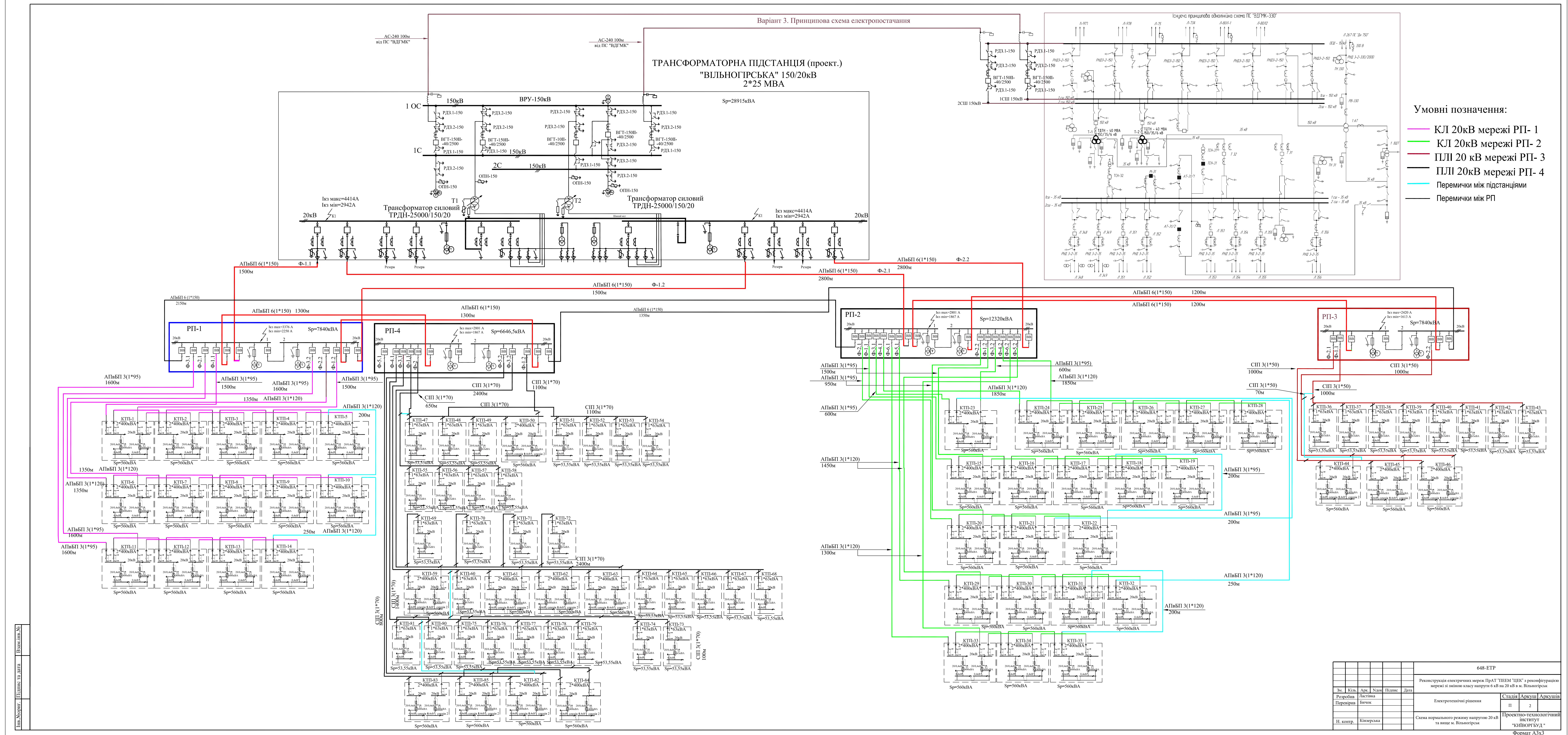
У зв'язку з цим пріоритетним напрямком компанії є реконструкція, модернізації та технічне переоснащення фізично зношеного та морально застарілого обладнання підстанцій та мереж.

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 СПП, 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 проектно-вишукувальних робіт по реконструкції мереж.

ДОДАТКИ



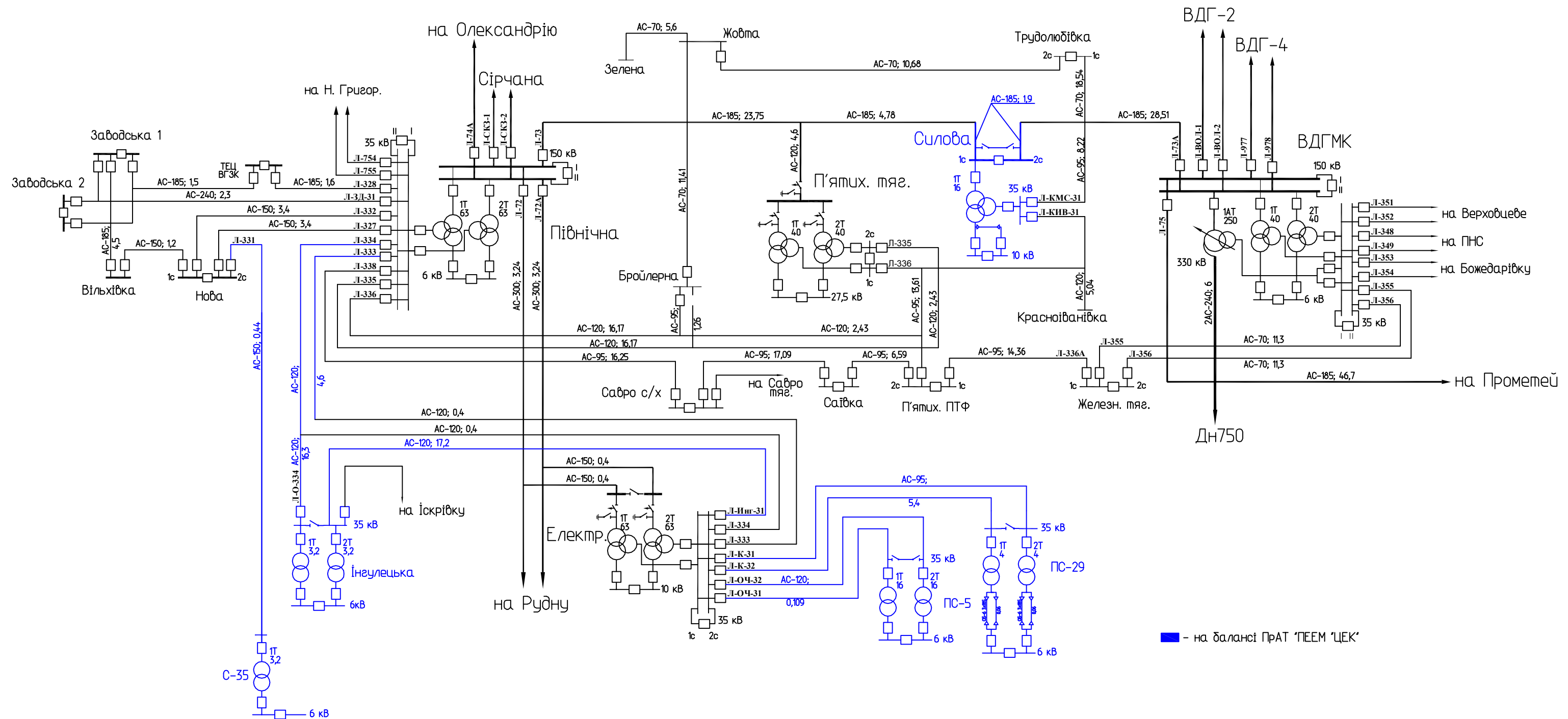


Рис. 3.6. Схема електричних з'єднань мереж 35-150 кВ в районі розміщення ПС 150/35/10 кВ 'Силова', а також ПС 35/6 кВ ПС-29, ПС 35/6 кВ ПС-5 м. Жовті води, ПС 35/6 кВ 'С-35', ПС 35/6 кВ 'Інгулецька'

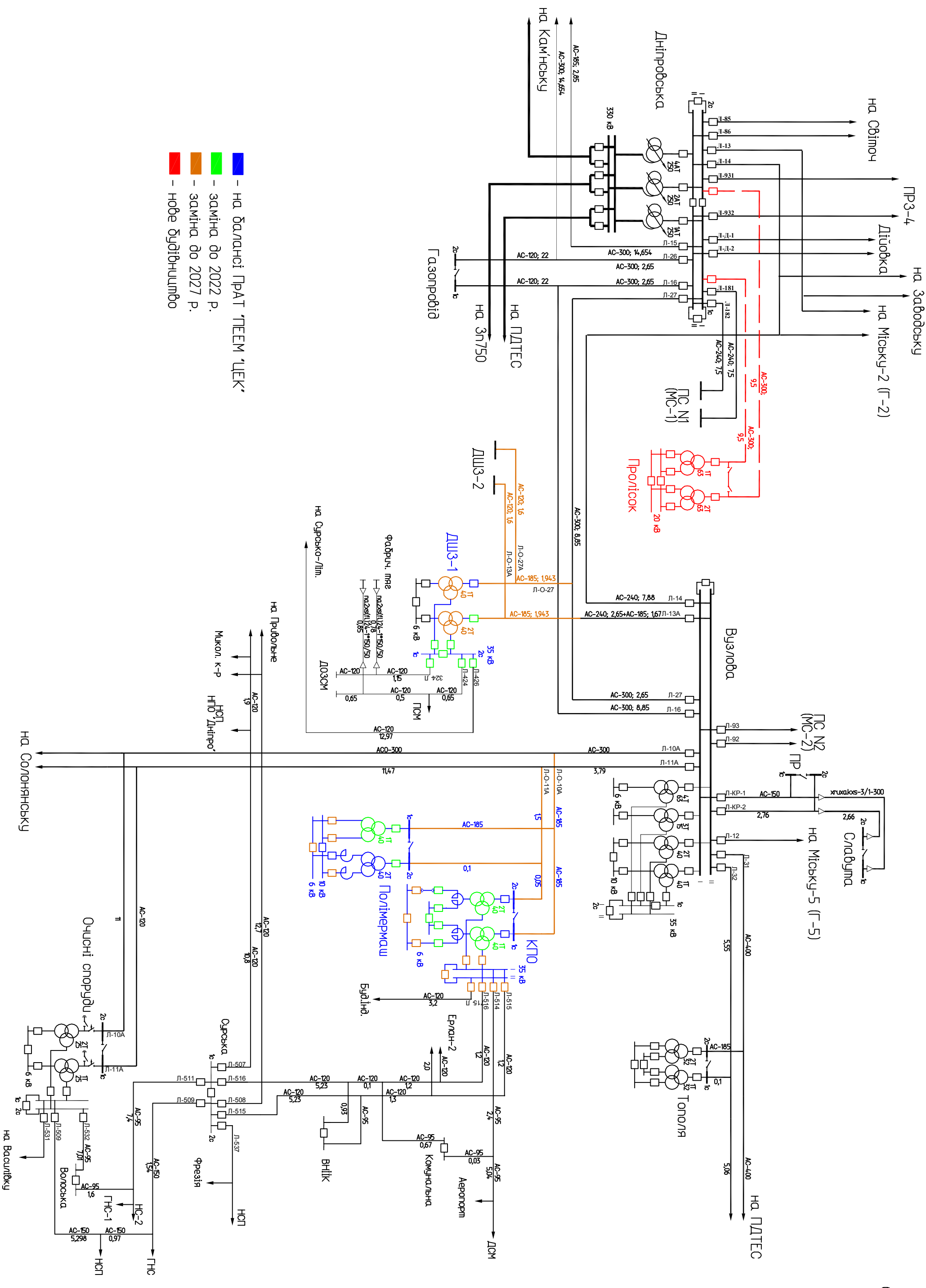


Рис. 3.27. Схеми електричних з'єднань мереж 35-150 кВ в районі розміщення ПС 150/35/6 кВ "КТО", ПС 150/10/6 кВ "Полімермаш", ПС 150/35/6 кВ "ДШЗ-1" з грахуванням реконструкції та введенням ПС 150/20/20 кВ "Проїсок"

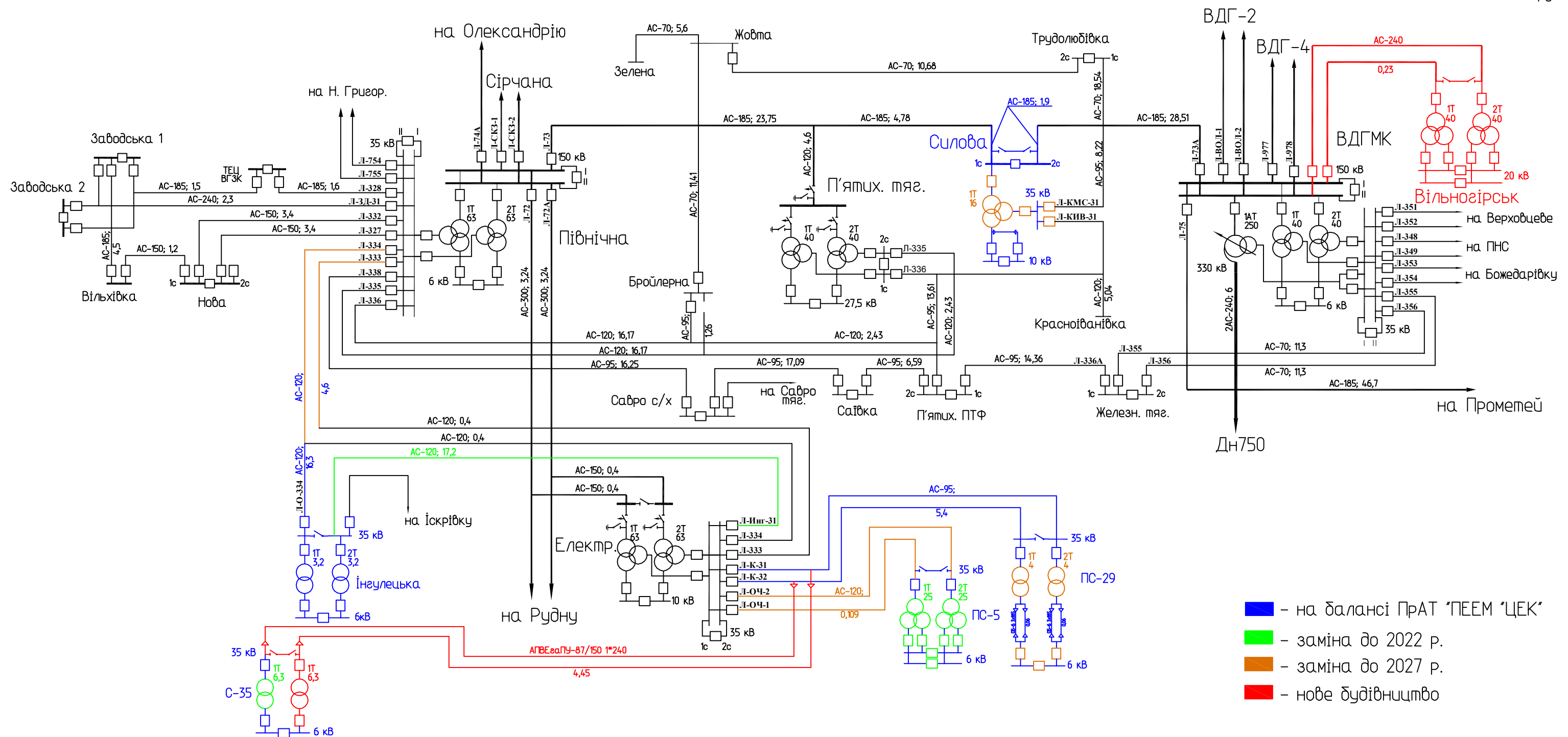
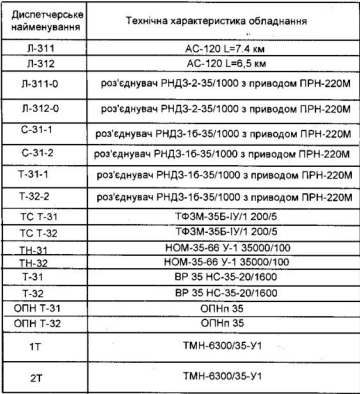
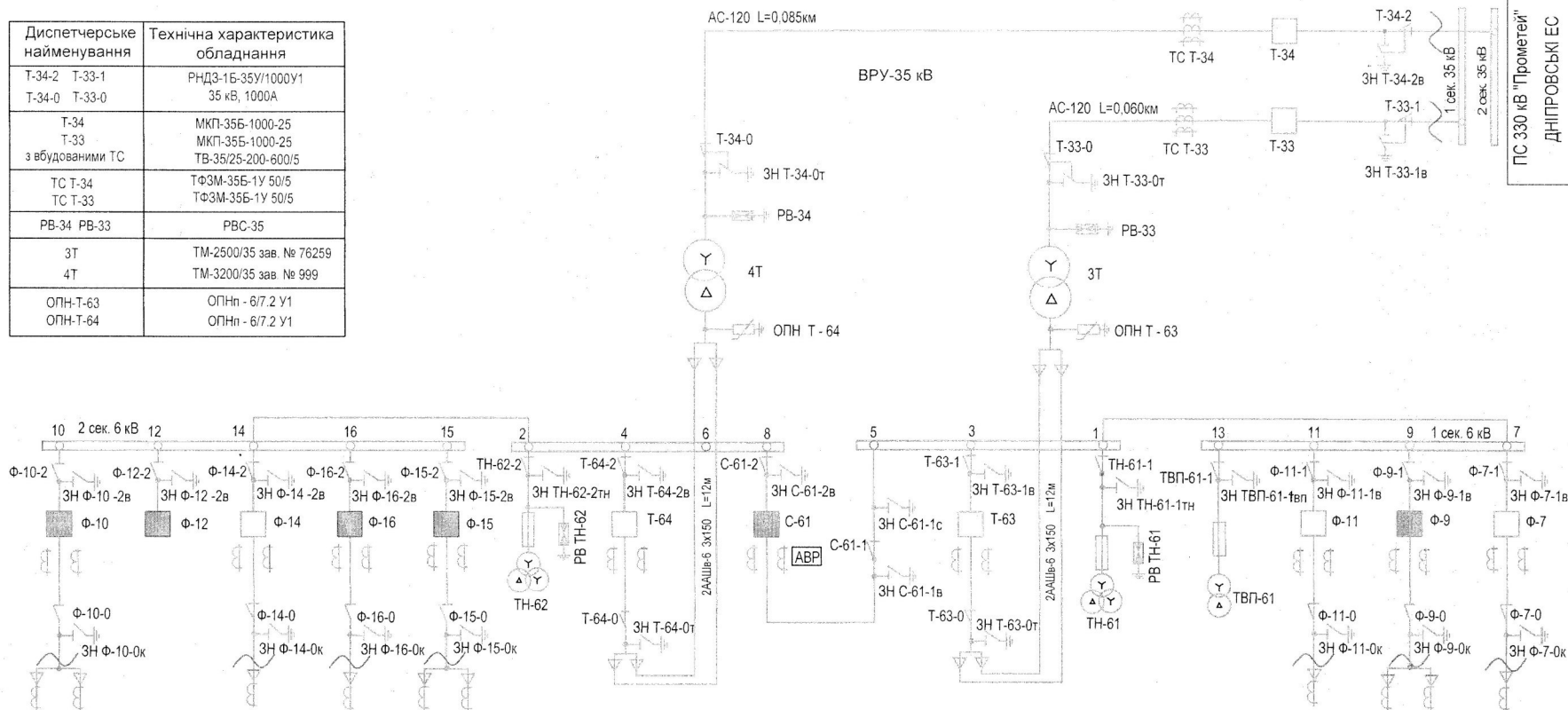


Рис. 3.29. Схема електричних з'єднань мереж 35-150 кВ в районі розміщення ПС 150/35/10 кВ "Силова", ПС 35/6 кВ ПС-29, ПС 35/6 кВ ПС-5 м. Жовті води, ПС 35/6 кВ Інгuleцька з урахуванням реконструкції та введення ПС 150/20/20 кВ "Вільногірськ". Переведення ПС 35/6 кВ "С-35" на нове живлення





Диспетчерське найменування	Технічна характеристика обладнання
T-34-2 T-33-1 T-34-0 T-33-0	РНДЗ-1Б-35У/1000У1 35 кВ, 1000А
T-34 T-33 з вбудованими ТС	МКП-35Б-1000-25 МКП-35Б-1000-25 ТВ-35/25-200-600/5
ТС Т-34 ТС Т-33	ТФЗМ-35Б-1У 50/5 ТФЗМ-35Б-1У 50/5
РВ-34 РВ-33	РВС-35
3Т 4Т	ТМ-2500/35 зав. № 76259 ТМ-3200/35 зав. № 999
ОПН-Т-63 ОПН-Т-64	ОПНп - 6/7.2 У1 ОПНп - 6/7.2 У1



Номер коміртки	10	12	14	16	15	2	4	6	8	5	3	1	13	11	9	7
Тип коміртки	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/ РВ-6	РВЗ-10/ РВ-6	РВЗ-10/ РВ-6	РВЗ-10/ РВ-6	РВЗ-10/ РВ-6	РВЗ-10/ РВ-6	РВЗ-10/ РВ-6	РВЗ-10/ РВ-6	РВЗ-10	РВ-10-1000	РВЗ-10/ РВ-6	РВЗ-10	РВЗ-10	РВЗ-10/ РВ-6	РВЗ-10/ РВ-6	РВЗ-10/ РВ-6
Тип вимикача (привід)/ запобіжник (Іном пл. вст)	ВМГ-10-630 ПЕ-11	ВМГ-10-630 ПЕ-11	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	ВМГ-10-630 ПЕ-11	ПКТН-6	ПКТН-6	ПКТН-6	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	НТМІ-6-66УЗ 6000/100В	ТПЛ-10 300/5	---	ТПЛ-10 300/5	---	ТПЛ-10 300/5	НТМІ-6-66УЗ 6000/100В	ТМ-25 60/4кВ	ТПЛ-10 75/5	ТПЛ-10 50/5	ТПЛ-10 150/5
Тип ОПН/ Розрядника	---	---	---	---	---	РВО-6	---	---	---	---	---	РВО-6	---	---	---	---
Марка, переріз кабелю/довжина	---	---	---	---	---	---	---	2 ААШв-6 3х150	---	---	2 ААШв-6 3х150	---	---	---	---	---
Приєднання/ 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 Лісничий І.С. 500 кВт
Категорійність	---	---	II,III	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

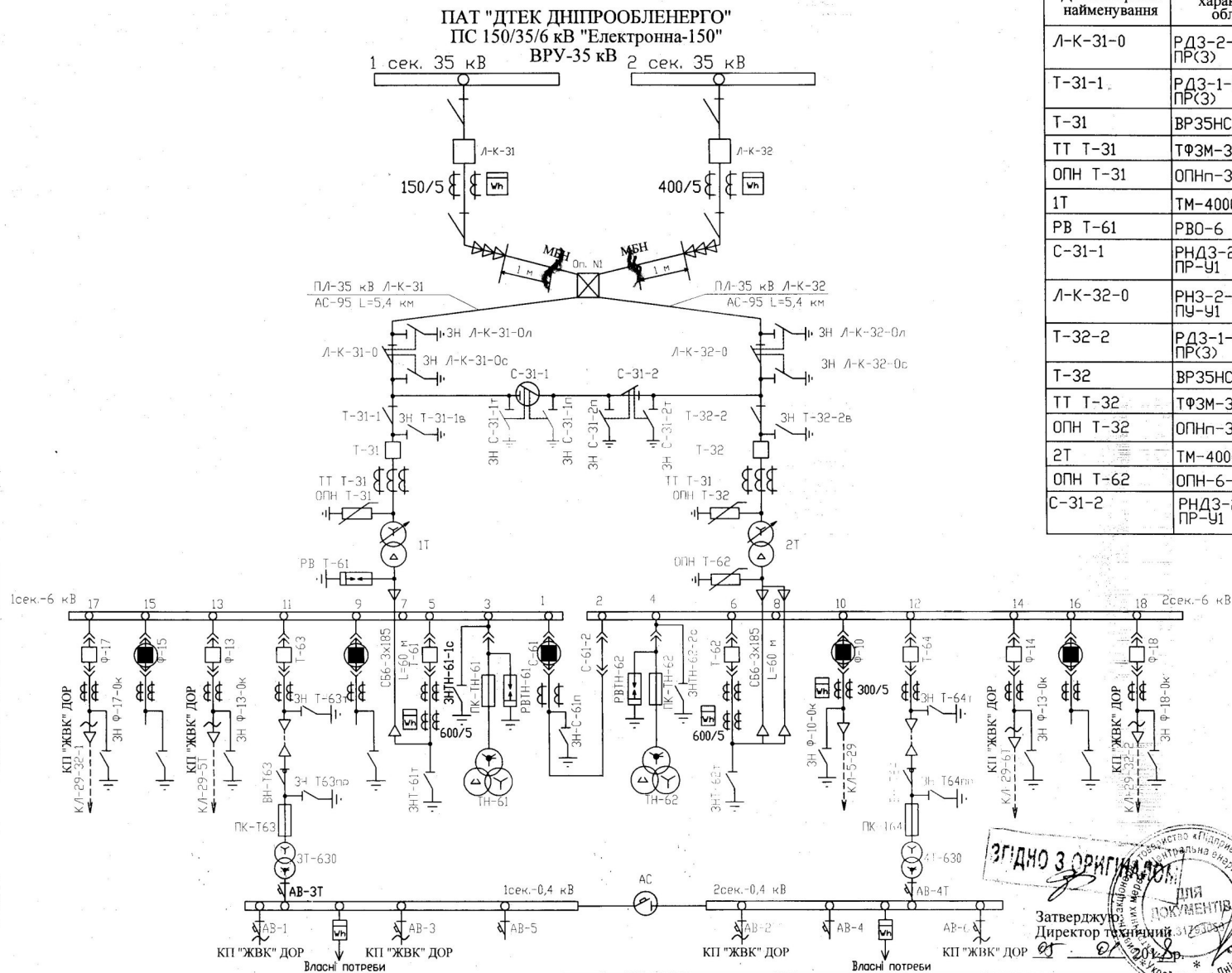
Директор технічний

Ф.С. Іващук

02 01 2019

Посада	П.І.Б.	Підпис	ПС-35/6 кВ "№14"		
Нач. ВТВ	Крюкова Т.М.				
Нач. ОДС	Люлька Є.С.				
Нач. СПС	Тяжємов О.К.				
Нач. дп. ПС	Шейко Д.І.				
Однолінійна схема нормального режиму станом на 01.01.19.			Літ	Маса	Масштаб
м. Кам'янське, вул. Лохвицького, 27					
СПС			Арк.	Аркушів	29
Креслив Лямець А.В.			ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"		

№ ком.	Тип ком.	Диспетчерське найменування	Технічна характеристика обладнання
2		C-61-2	
4		ПК-ТН-62 РВТН-62 ТН-62	ПКТ-6 РВВМ-6 НТМИ-6
6		T-62	ВМП-10К 1000А ПП-67 ТВ/М-10-600/5 ТВ/М-10-800/5 СБ6-3х185 60м
10		Ф-10	ВМП-10К 1000А ПП-67 ТВ/М-10-300/5
12		T-64 ВН-Т-63 ПК-Т-63 4Т-630	ВМП-10К 600А ПП-67 ТВ/М-10-100/5 ВНЗ-16 ПР-2 ПКТ-6/80 ТМ-630/6
14		Ф-14	ВМП-10К 600А ПП-67 ТВ/М-10-100/5
16		Резерв	ВМП-10К 1000А ПП-67 ТВ/М-10-100/5
18		Ф-18	ВМП-10К 1000А ПП-67 ТВ/М-10-600/5
1		C-61	ВМП-10К 1000А ПП-67 ТВ/М-10-600/5
3		ПК-ТН-61 РВТН-61 ТН-61	ПКТ-6 РВВМ-6 НТМИ-6
5		T-61	ВМП-10К 1000А ПП-67 ТВ/М-10-600/5 ТВ/М-10-800/5 СБ6-3х185 60м
9		Резерв	ВМП-10К 1000А ПП-67 ТВ/М-10-100/5
11		T-63 ВН-Т-63 ПК-Т-63 3Т-630	ВМП-10К 600А ПП-67 ТВ/М-10-100/5 ВНЗ-16 ПР-2 ПКТ-6/80 ТМ-630/6
13		Ф-13	ВМП-10К 600А ПП-67 ТВ/М-10-100/5
15		Резерв	ВМП-10К 600А ПП-67 ТВ/М-10-100/5
17		Ф-17	ВМП-10К 600А ПП-67 ТВ/М-10-600/5



Диспетчерське найменування	Технічна характеристика обладнання
Л-К-31-0	РДЗ-2-35/1000 ПР(З)
T-31-1	РДЗ-1-35/1000 ПР(З)
T-31	ВР35НС-35-20/1600
ТТ Т-31	ТФЗМ-35Б 300/5
ОПН Т-31	ОПНн-35/550/40,5-10
1Т	ТМ-4000/35
РВ Т-61	РВ0-6
C-31-1	РНДЗ-2-35/1000 ПР-У1
Л-К-32-0	РНЗ-2-35/1000 ПУ-У1
T-32-2	РДЗ-1-35/1000 ПР(З)
T-32	ВР35НС-35-20/1600
ТТ Т-32	ТФЗМ-35Б 300/5
ОПН Т-32	ОПНн-35/550/40,5-10
2Т	ТМ-4000/35
ОПН Т-62	ОПН-6-6.9-У1
C-31-2	РНДЗ-2-35/1000 ПР-У1

Умовні позначення :	
	межа балансової належності та експлуатаційної відповідальності ЦЕК та ДТЕК
	масляний вимикач нормально увімкнений
	масляний вимикач нормально вимкнений
	прилад обліку
	роз'єднувач нормально увімкнений
	роз'єднувач нормально вимкнений

Посада	П.І.Б.	Підпис
Нач. ВТВ	Крюкова Т.М.	
Нач. СРМ	Вишняков О.М.	
Нач. ЖвРЕМ	Клепиков В.М.	
Гол. інженер	Буртовий О.В.	
Ст. майстер	Івашин С.В.	
Керів. ОДГ	Яструб О.І.	
Креслив	Цісельський В.П.	

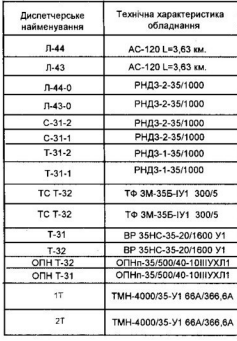
Однолінійна схема нормального режиму станом на 01.01.2018
с. Ганнівка

Жовтоводські РЕМ

ПС- 29 35/6 кВ

Літ.	Маса	Масштаб
Арк. 1	Аркушів	

ПрАТ "ПЕЕМ"ЦЕК"








Номер образца	30	28	26	24	22	20	18	15	17	19	21	23	25	27	29
Тип комм.	KB-6	KB-6	KB-6	KB-6	KB-6	KB-6	KB-6	KB-6	KB-6	KB-6	KB-6	KB-6	KB-6	KB-6	KB-6
Тип магнезитовый	ВМП-61/630 с приводем ПЗ-11	ВМП-61/630 с приводем ПЗ-11	ВМП-61/630 с приводем ПЗ-11	ВМП-61/630 с приводем ПЗ-11	ВМП-61/630 с приводем ПЗ-11	ВМП-61/630 с приводем ПЗ-11	ВМП-61/630 с приводем ПЗ-11	ВМП-61/630 с приводем ПЗ-11	ВМП-61/630 с приводем ПЗ-11	ВМП-61/630 с приводем ПЗ-11	ВМП-61/630 с приводем ПЗ-11	ВМП-61/630 с приводем ПЗ-11	ВМП-61/630 с приводем ПЗ-11	ВМП-61/630 с приводем ПЗ-11	ВМП-61/630 с приводем ПЗ-11
Тип ТС/ТН	-----	ТПН-10 У3 2005	ТПН-10 У3 2005	ТПН-10 У3 2005	-----	ТПН-10 У3 2005	-----	ТПН-10 У3 2005	ТПН-10 У3 2005	-----	ТПН-10 У3 2005	-----	ТПН-10 У3 2005	-----	ТПН-10 У3 2005
Марка, перетяжки, кабель/дополн.	АС 120 L=2150 м	АС-120 L=2150 м	АС-120 L=2150 м	-----	-----	АС 390 мм² L=2100 м	-----	АС 390 мм² L=2100 м	АС-35 L=750 м	-----	-----	АС-120 L=2100 м	-----	-----	-----
Принадлежность, потужности, спомогачи	резерв	ПАТ "Надежда" вкл N3 P=6360 кВт	ПАТ "Надежда" вкл N2 P=1300 кВт	ПАТ "Надежда" вкл N2 P=1300 кВт	ПАТ "Надежда" вкл N2 P=1300 кВт	ПАТ "Надежда" вкл N2 P=6360 кВт	резерв	ПАТ "Надежда" вкл N1 P=3600 кВт	ПАТ "Надежда" вкл N1 P=3600 кВт	ПАТ "Надежда" вкл N1 P=3600 кВт	ПАТ "Надежда" вкл N1 P=3600 кВт	ПАТ "Надежда" вкл N1 P=3600 кВт	ПАТ "Надежда" вкл N1 P=3600 кВт	ПАТ "Надежда" вкл N1 P=3600 кВт	ПАТ "Надежда" вкл N1 P=3600 кВт
Категоричность	-----	2	1	3	2	2	-----	2	3	-----	3	-----	1	3	-----

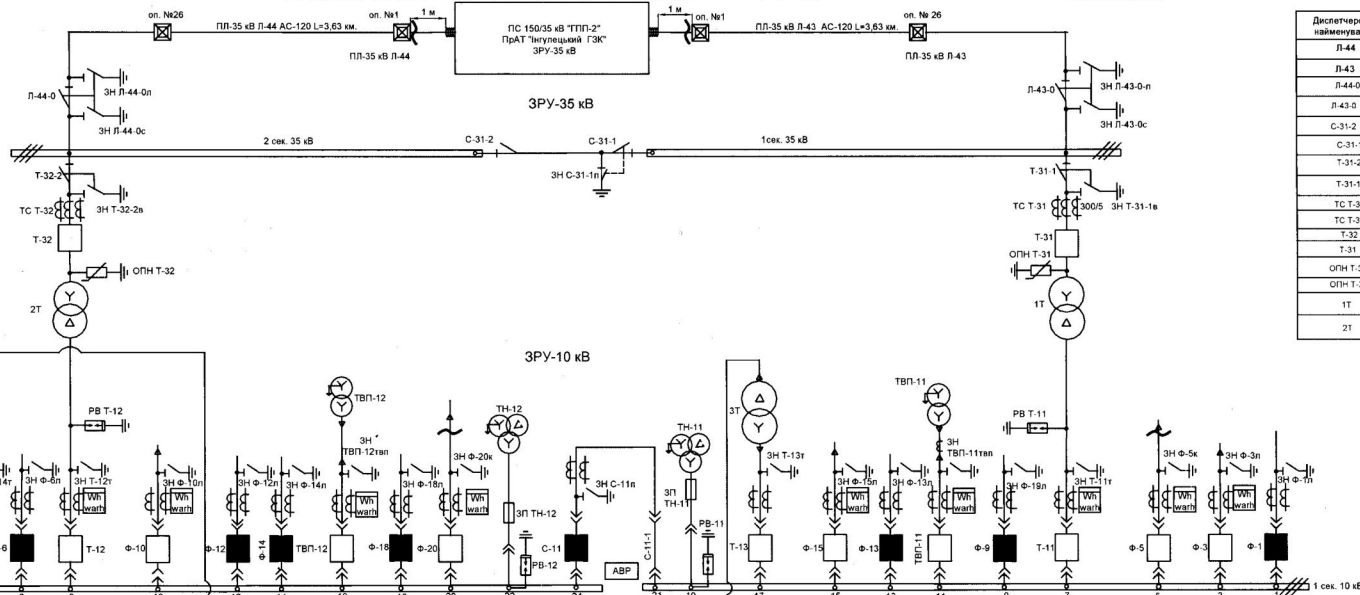
О.С. Івашук
2019 р

Літ			Маса			Масштаб		
						22		
Артикул: 2			Артикул: 34					

ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

-  - межа балансової належності та експлуатаційної відповідальності
-  - вимикач нормально включений
-  - вимикач нормально відключений
-  - роз'єднувач нормально включений
-  - роз'єднувач нормально відключений

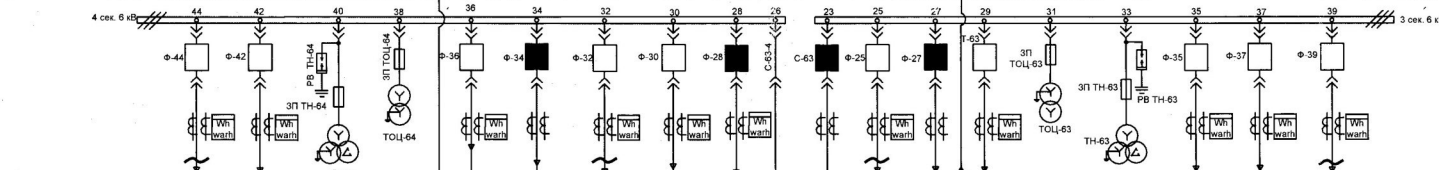


Диспетчерське найменування	Технічна характеристика обладнання
Л-44	АС-120 L=3,63 км
Л-43	АС-120 L=3,63 км
Л-44-0	РДЗ-2-35/1000 У 1 з приводом ПР-80У1
Л-43-0	РДЗ-2-35/1000 У 1 з приводом ПР-80У1
С-31-2	РДЗ-2-35/1000 У 1 з приводом ПР-80У1
С-31-1	РДЗ-2-35/1000 У 1 з приводом ПР-80У1
Т-31-2	РДЗ-1-35/1000 У 1 з приводом ПР-80У1
Т-31-1	РДЗ-1-35/1000 У 1 з приводом ПР-80У1
ТС Т-32	ТФ3М-35Е-У1 300/5
ТС Т-31	ТФ3М-35Е-У1 300/5
Т-32	ВР 35НС-35-20/1600 У1
Т-31	ВР 35НС-35-20/1600 У1
ОПН Т-32	ОПН-35/500/40,5-10И/УХЛ1
ОПН Т-31	ОПН-35/500/40,5-10И/УХЛ1
1Т	ТДНС-1000/35-У1 36,75/10,5 кВ 66/36,6 А №14020
2Т	ТДНС-1000/35-У1 36,75/10,5 кВ 66/36,6 А №141020

Номер компр.	2	4	6	8	10
Тип компр.	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 (привод)/запобіжника (ном.пл.вст.)	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 ТЧ/ТН	ТЧП-10 200/5	ТЧП-10 200/5	ТЧП-10 200/5	ТЧП-10 200/5	ТЧП-10 200/5
Тип ТВН	ТВН-10 100/5	ТВН-10 100/5	ТВН-10 100/5	ТВН-10 100/5	ТВН-10 100/5
Марка, перетин кабелю/довжина	ААШв 3х95 мм ² L=70 м	ААШв 3х95 мм ² L=70 м	ААШв 3х95 мм ² L=70 м	ААШв 3х95 мм ² L=70 м	ААШв 3х95 мм ² L=70 м
Призначення, потужність споживачів	резерв	ком. 36 4 сек 6 кВ	резерв	ТДНС 1000/35-У1 36,75/10,5 кВ 66/36,6 А	до ТП-857 ком. 4
Категорійність	---	---	---	---	---

Номер компр.	12	14	16	18	20	22	24	21	19
Тип компр.	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 (привод)/запобіжника (ном.пл.вст.)	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 ТЧ/ТН	ТЧП-10 100/5	ТЧП-10 100/5	ТЧП-10 100/5	ТЧП-10 100/5	ТЧП-10 100/5	ТЧП-10 100/5	ТЧП-10 100/5	ТЧП-10 100/5	ТЧП-10 100/5
Тип ТВН	ТВН-10 100/5	ТВН-10 100/5	ТВН-10 100/5	ТВН-10 100/5	ТВН-10 100/5	ТВН-10 100/5	ТВН-10 100/5	ТВН-10 100/5	ТВН-10 100/5
Марка, перетин кабелю/довжина	ААШв 3х95 мм ² L=70 м	ААШв 3х95 мм ² L=70 м	ААШв 3х95 мм ² L=70 м	ААШв 3х95 мм ² L=70 м	ААШв 3х95 мм ² L=70 м	ААШв 3х95 мм ² L=70 м	ААШв 3х95 мм ² L=70 м	ААШв 3х95 мм ² L=70 м	ААШв 3х95 мм ² L=70 м
Призначення, потужність споживачів	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв
Категорійність	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Номер компр.	17	15	13	11	9	7	5	3	1
Тип компр.	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 (привод)/запобіжника (ном.пл.вст.)	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 ТЧ/ТН	ТЧП-10 100/5	ТЧП-10 100/5	ТЧП-10 100/5	ТЧП-10 100/5	ТЧП-10 100/5	ТЧП-10 100/5	ТЧП-10 100/5	ТЧП-10 100/5	ТЧП-10 100/5
Тип ТВН	ТВН-10 100/5	ТВН-10 100/5	ТВН-10 100/5	ТВН-10 100/5	ТВН-10 100/5	ТВН-10 100/5	ТВН-10 100/5	ТВН-10 100/5	ТВН-10 100/5
Марка, перетин кабелю/довжина	ААШв 3х95 мм ² L=70 м	ААШв 3х95 мм ² L=70 м	ААШв 3х95 мм ² L=70 м	ААШв 3х95 мм ² L=70 м	ААШв 3х95 мм ² L=70 м	ААШв 3х95 мм ² L=70 м	ААШв 3х95 мм ² L=70 м	ААШв 3х95 мм ² L=70 м	ААШв 3х95 мм ² L=70 м
Призначення, потужність споживачів	ком. 29 3 сек 6 кВ	до ТП-855 ком. 1	резерв	резерв	резерв	резерв	ТДНС-1000/35-У1 36,75/10,5 кВ 66/36,6 А	ФАП Завертальок	до ТП-859 ком. 2
Категорійність	---	---	---	---	---	---	---	---	---



Номер компр.	44	42	40	38	36	34	32	30	28	26	23	25	27	29	31	33	35	37	39
Тип компр.	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			PBO-6 У1													PBO-6 У1			
Тип масляного вимикача (привід)/запобіжника (ном.пл.вст.)	БМП-10 з приводом ПТМ-10	БМП-10 з приводом ПТМ-10	ПКТ-62/2 А	БМП-10 з приводом ПТМ-10 ПКТ-65А	БМП-10 з приводом ПТМ-10	БМП-10 з приводом ПТМ-10	БМП-10 з приводом ПТМ-10	БМП-10 з приводом ПТМ-10	БМП-10 з приводом ПТМ-10	БМП-10 з приводом ПТМ-10	БМП-10 з приводом ПТМ-10	БМП-10 з приводом ПТМ-10	БМП-10 з приводом ПТМ-10	БМП-10 з приводом ПТМ-10	БМП-10 з приводом ПТМ-10	ПКТ-62/2 А	БМП-10 з приводом ПТМ-10	БМП-10 з приводом ПТМ-10	БМП-10 з приводом ПТМ-10
Тип ТЧ/ТН	ТЧП-10 0,5/10р 100/5	ТЧП-10 0,5/10р 100/5	НТМ-6-66 6000/100 В	ТМ-2/10 6000/230 В	ТЧП-10 0,5/10р 400/5	ТЧП-10 0,5/10р 400/5	ТЧП-10 0,5/10р 100/5	ТЧП-10 0,5/10р 600/5	ТЧП-10 0,5/10р 100/5	ТЧП-10 0,5/10р 100/5	ТЧП-10 0,5/10р 50/5	ТЧП-10 0,5/10р 50/5	ТЧП-10 0,5/10р 100/5	ТЧП-10 0,5/10р 50/5	ТМ-2/10 6000/230 В	НТМ-6-66 6000/100 В	ТЧП-10 0,5/10р 100/5	ТЧП-10 0,5/10р 400/5	ТЧП-10 0,5/10р 400/5
Марка, перетин кабелю/довжина					ААШв 3х95 мм ² L=70 м									ААШв 3х95 мм ² L=70 м					
Призначення, потужність споживачів	КП "Крибависодознакт" ВН-66 вид 2 Р _{ном} =487 кВт Р _{ном} =880 кВт	РТ-28 ком 8 вид 2 ААШв 3х185 мм ² L=1520 м			ком 4 2 сек 10 кВ	резерв	ТОВ "Крибависодознакт" ВН-66 вид 2 Р _{ном} =487 кВт Р _{ном} =880 кВт	ІНС-104 вид 2 ІНС-104 вид 2 Р _{ном} =540 кВт Р _{ном} =957 кВт	резерв	ком 23 20 ком 26	ТОВ "Крибависодознакт" ВН-66 вид 2 Р _{ном} =487 кВт Р _{ном} =880 кВт	ПЧ-624	ком 17 1 сек 10 кВ				ПЧ-624	РТ-28 ком 9 вид 1 ААШв 3х185 мм ² L=1520 м	КП "Крибависодознакт" ВН-66 вид 2 Р _{ном} =487 кВт Р _{ном} =880 кВт
Категорійність	1						2												1

Затвердую:
Директор технічний

Ф.С. Івашук
2019 р.

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

- між базисної належності та експлуатаційної відповідальності
- вимикач нормально включений
- вимикач нормально відключений
- роз'єднувач нормально включений
- роз'єднувач нормально відключений

Посада	П.І.Б.	Підпис
Нач. ВТВ	Крюкова Т.М.	
Нач. СДС	Лопатка Є.С.	
Нач. СДС	Тажмаєв О.С.	
Нач. нацКРРЕМ	Осташенко М.І.	
Нач. дільниці	Черепанов В.І.	
Кресляр	Максюта Н.В.	

ПС №50 "Березняки" 35/10/6 кВ

Однoliniна схема нормального режиму станом на 01.01.2019р.
м.Кривий Ріг, вул.Гришка 6.15а

Дільниця Ігулецька Криворізьких РЕМ

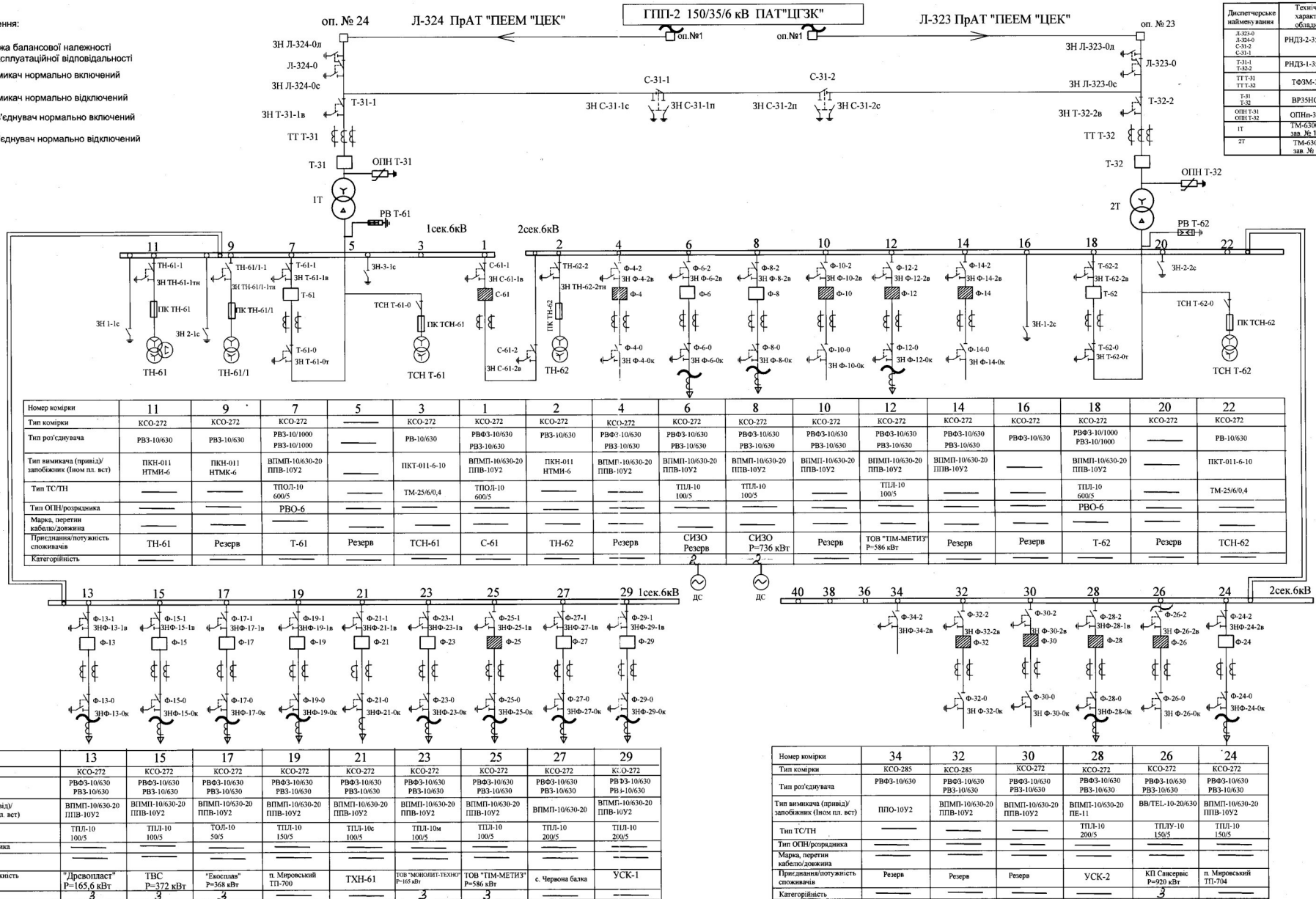
Літ	Маса	Масштаб
Арк. 3		Аркуше 74

20

ПРАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"

Умовні позначення:

- межа балансової належності та експлуатаційної відповідальності
- вимикач нормально включений
- вимикач нормально відключений
- роз'єднувач нормально включений
- роз'єднувач нормально відключений



Диспетчерське найменування	Технічна характеристика обладнання
Л-324-0	РНДЗ-2-35/1000-УХЛ1
Л-324-1	РНДЗ-1-35/1000-УХЛ1
Л-324-2	РНДЗ-1-35/1000-УХЛ1
Л-324-3	РНДЗ-1-35/1000-УХЛ1
Л-324-4	РНДЗ-1-35/1000-УХЛ1
Л-324-5	РНДЗ-1-35/1000-УХЛ1
Л-324-6	РНДЗ-1-35/1000-УХЛ1
Л-324-7	РНДЗ-1-35/1000-УХЛ1
Л-324-8	РНДЗ-1-35/1000-УХЛ1
Л-324-9	РНДЗ-1-35/1000-УХЛ1
Л-324-10	РНДЗ-1-35/1000-УХЛ1
Л-324-11	РНДЗ-1-35/1000-УХЛ1
Л-324-12	РНДЗ-1-35/1000-УХЛ1
Л-324-13	РНДЗ-1-35/1000-УХЛ1
Л-324-14	РНДЗ-1-35/1000-УХЛ1
Л-324-15	РНДЗ-1-35/1000-УХЛ1
Л-324-16	РНДЗ-1-35/1000-УХЛ1
Л-324-17	РНДЗ-1-35/1000-УХЛ1
Л-324-18	РНДЗ-1-35/1000-УХЛ1
Л-324-19	РНДЗ-1-35/1000-УХЛ1
Л-324-20	РНДЗ-1-35/1000-УХЛ1
Л-324-21	РНДЗ-1-35/1000-УХЛ1
Л-324-22	РНДЗ-1-35/1000-УХЛ1
Л-324-23	РНДЗ-1-35/1000-УХЛ1
Л-324-24	РНДЗ-1-35/1000-УХЛ1

Затверджую:

Директор технічний
Ф.С. Іваниць

22 01

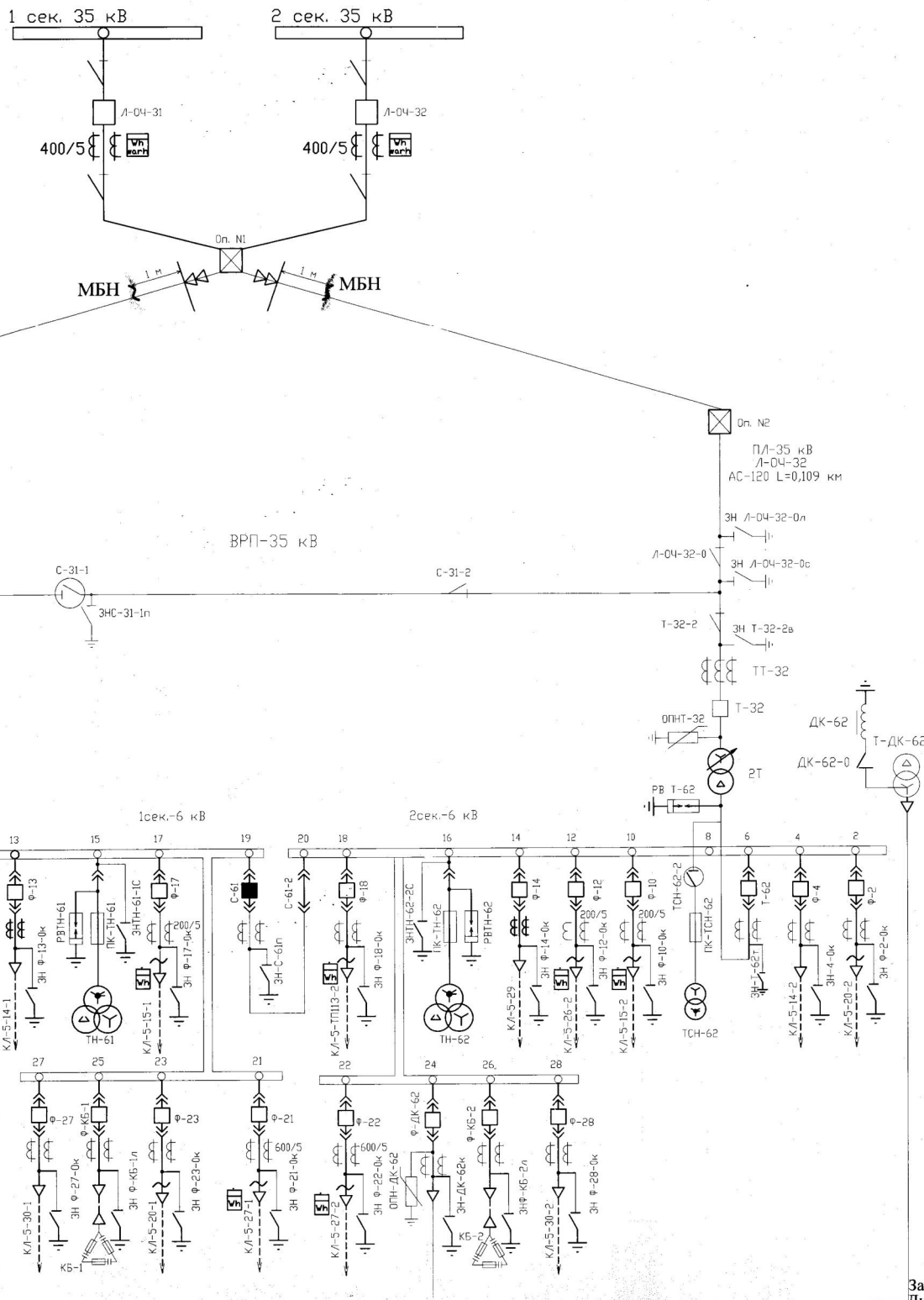
ПС 35/6кВ №3

Схема однолінійна
нормального режиму
станом на 01.01.2019

Криворізькі РЕМ

Літ	Маса	Масштаб
Арк.	Аркуші	
Прат "ПЕЕМ" "ЦЕК"		

ПАТ "ДТЕК ДНІПРООБЛЕНЕРГО"
ПС 150/35/6 кВ "Електронна-150"
ВРУ-35 кВ



Диспетчерське найменування	Технічна характеристика обладнання
Л-04-32-0	РНД3-2-35/600
Т-32-2	РД3-1-35/1000У1
ТТ Т-32	ТФЗМ 35А У1 300/5
Т-32	ВР35НСМ-35-20/1600У1
ОПН Т-32	МВК-41
2Т	ТДНС-16000/35 ТВД-35-1000/5
РВ Т-62	РВП-6
С-31-2	РНД-35/600 РН-220М

Затверджую:
Директор технічний
05 01 2018 р.
Ф.С.Івашук

Посада	П.І.Б.	Підпис
Нач. ВТВ	Крюкова Т.М.	
Нач. СРМ	Вишняков О.М.	
Нач. ЖвРЕМ	Клепиков В.М.	
Гол. інженер	Бурговий О.В.	
Ст. майстер	Івашин С.В.	
Керів. ОДГ	Яструб О.І.	
Креслив	Цісельський В.П.	

Однолінійна схема нормального режиму станом на 01.01.2018 с. Петрівське Петрівського р-ну, Кіровоградської обл.

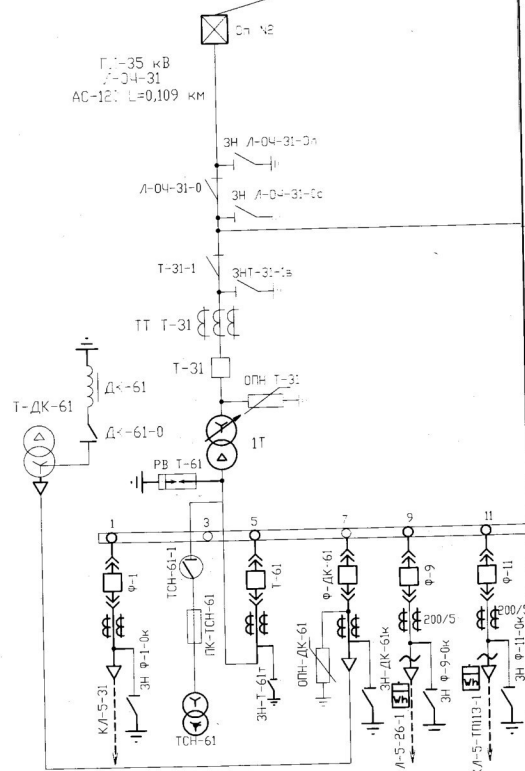
Жовтоводські РЕМ

ПС- 5 35/6 кВ

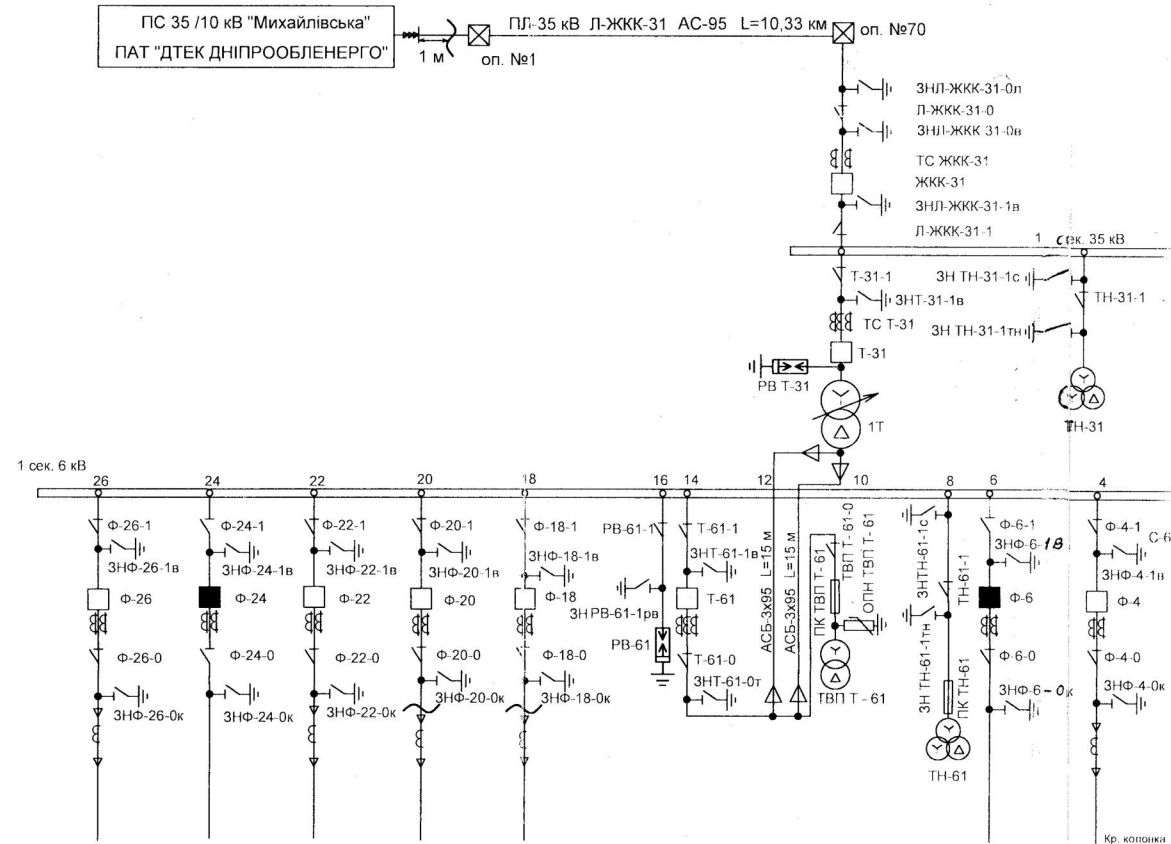
Літ.	Маса	Масштаб
		1:1
Арк. 1	Аркушів	

ПрАТ "ПЕЕМ"ЦЕК"

Диспетчерське найменування	Технічна характеристика обладнання
Л-04-31-0с	РНДЗ-2-35/600
Т-31-1	РДЗ-1-35/1000У1
ТТ Т-31	ТФЗМ 35А У1 300/5
Т-31	ВР35НСМ-35-20/1600У1
ОПН Т-31	МКВ-41
1Т	ТДНС-16000/35 ТВД-35-1000/5
РВ Т-61	РВП-6
С-31-1	РНДЗ-1-35/600 РНН-220М

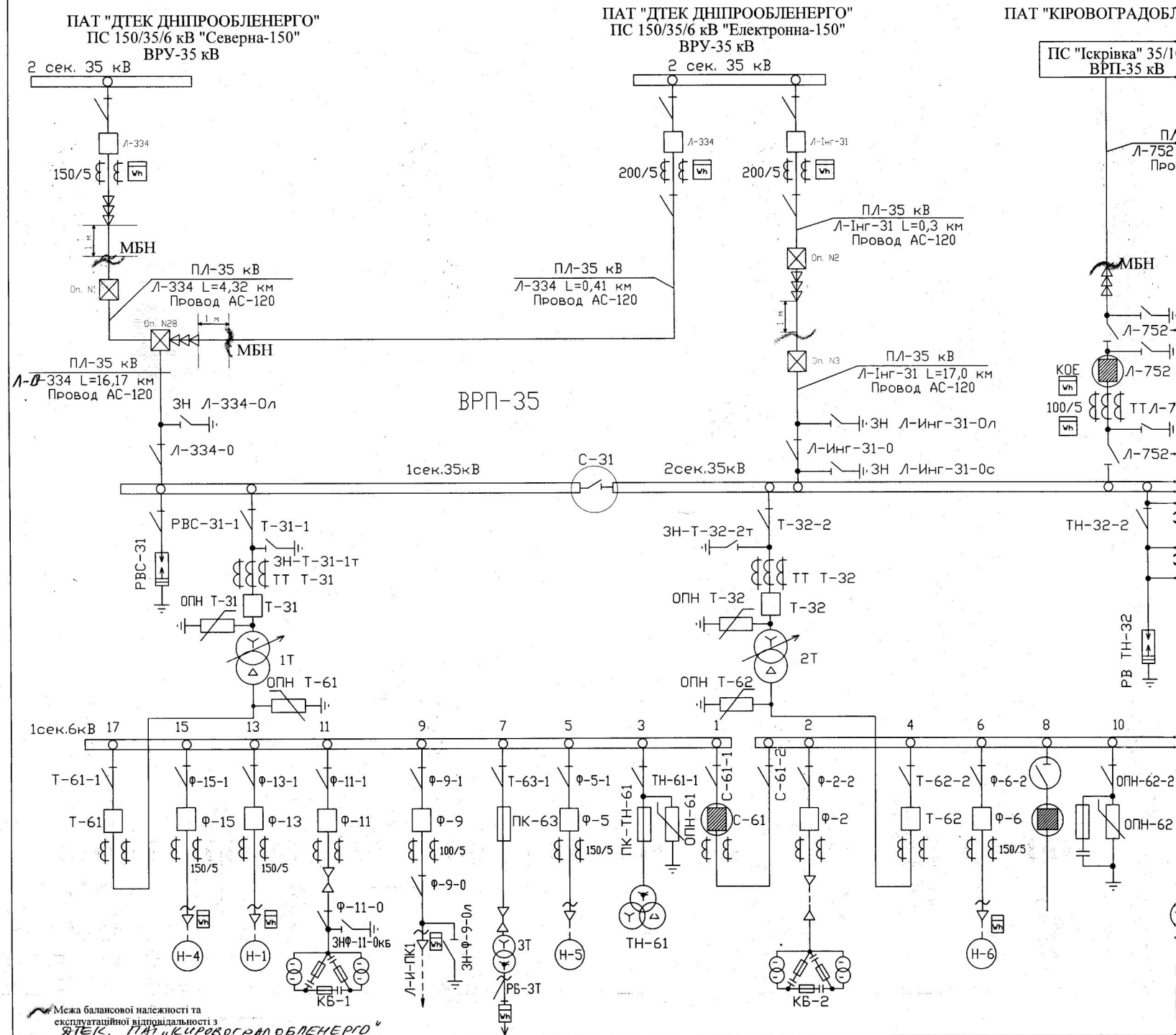


Диспетчерське найменування	Технічна характеристика обладнання
Л - ЖКК - 32 - 0 Л - ЖКК - 31 - 0	РНДЗ-2-35/1000 У-1
ЖКК - 31 ЖКК - 32 (з пбудованими ТС)	ВБНК - 35 - 20/1600 С - 35М-10У,630А ТВ-35
Л - ЖКК - 31 - 1 Л - ЖКК - 32 - 2 С - 31 - 1 С - 31 - 2 Т - 31 - 1 Т - 32 - 2	РНДЗ 16-35/1000У1
ТН - 31, ТН - 32	ЗНОМ-35-65У1 35000/100
РВ ТН-32	РВС-35
Т-31 Т-32 (з пбудованими ТС)	ВБНК - 35 - 20/1600 С - 35М-10У,630А ТВ-35
РВ Т - 31 РВ Т - 32	РВС-35
1Т, 2Т (з пбудованими ТС)	ТМН-4000/35-73У1 ТВТ-35М-200/5



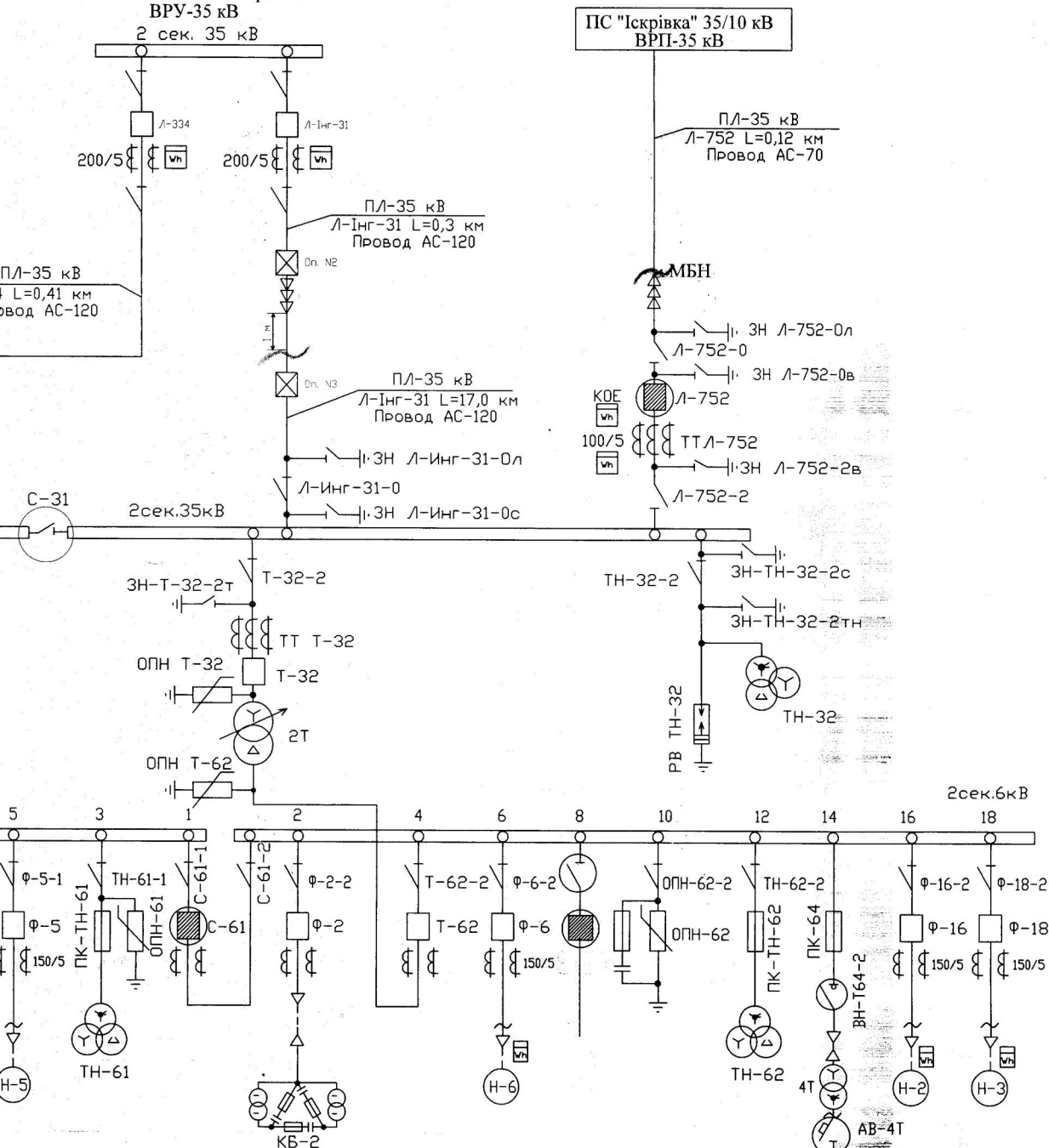
Номер комірки	26	24	22	20	18	16	14	12	10	8	6	4
Тип комірки	КСО-272	КСО-272	КСО-272	КСО-272	КСО-272	КСО-272	КСО-272	КСО-272	КСО-272	КСО-272	КСО-272	КСО-272
Тип роз'єднувача	РВЗ-10 400А	РВЗ-10 400А	РВЗ-10 400А	РВЗ-10 400А	РВЗ-10 400А	РВЗ-10 400А	РВЗ-10 400А	РВЗ-10 400А	РВЗ-10 400А	РВЗ-10 400А	РВЗ-10 400А	РВЗ-10 400А
Тип вимикача (принцип)/заповнювач (ном. пл. нст)	ВІМ-10-20-630У3 (ПЗ-11)	ВІМ-10-20-630У3 (ПЗ-11)	ВІМ-10-20-630У3 (ПЗ-11)	ВІМ-10-20-630У3 (ПЗ-11)	ВІМ-10-20-630У3 (ПЗ-11)	ВІМ-10-20-630У3 (ПЗ-11)	ВІМ-10-20-630У3 (ПЗ-11)	ВІМ-10-20-630У3 (ПЗ-11)	ВІМ-10-20-630У3 (ПЗ-11)	ВІМ-10-20-630У3 (ПЗ-11)	ВІМ-10-20-630У3 (ПЗ-11)	ВІМ-10-20-630У3 (ПЗ-11)
Тип ТС/ПН	ПНЛ-10сУ3 50/5	ПНЛ-10сУ3 300/5	ПНЛ-10сУ3 100/5	ПНЛ-10сУ3 300/5	ПНЛ-10сУ3 200/5	ПНЛ-10сУ3 800/5	ПНЛ-10сУ3 1М 63/10 66У1	ПНЛ-10сУ3 1М 63/10 66У1	ПНЛ-10сУ3 1М 63/10 66У1	ПНЛ-10сУ3 1М 63/10 66У1	ПНЛ-10сУ3 1М 63/10 66У1	ПНЛ-10сУ3 1М 63/10 66У1
Марка, поретин кабелю/довжина	АСБ-6 3х70 L=250м	АСБ-6 3х70 L=580м	АСБ-6 3х70 L=135м	АСБ-6 3х70 L=135м	АСБ-6 3х70 L=135м	АСБ-6 3х70 L=135м	АСБ-6 3х70 L=135м	АСБ-6 3х70 L=135м	АСБ-6 3х70 L=135м	АСБ-6 3х70 L=135м	АСБ-6 3х70 L=135м	АСБ-6 3х70 L=135м
Присадка/потужність споживачів	ЦЕК КТП-2,3ТП-5	резерв	ЦЕК КТП-1, КТП-2	АРМ ОАО "ЕК "ДЮБ"	ПАТ "ХЛ Україна"	РВО-61	Вайд № 1	ТВП-61	ТН-61	резерв	ЦЕК КТП-3	ЦЕК КТП-3
Категорійність	III	III	III	III	III	III	III	III	III	III	III	III

- Умовні позначення:
- ~ - межа балансової належності та експлуатаційної відповідальності
 - - вимикач нормально включений
 - - вимикач нормально відключений
 - ⚡ - роз'єднувач нормально включений
 - ⚡ - роз'єднувач нормально відключений



ПАТ "ДТЕК ДНПРООБЛЕНЕРГО"
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/TEL 630А ТПОЛ-10-400/5 РВ-6/400	10	ОПН-62-2 ОПН-62	РВ-6/400 ОПН-6	Л-752-0	РНД3-2-35/600 ПРН-220М
3	ТН-61-1 ОПН-61 ПК-ТН-61	РВ-6/400 ОПН-6 3хЗНОЛ-6	12	ТН-62-2 ПК-ТН-62 ТН-62	РВ-6/400 3хЗНОЛ-6	Л-752	ВР35НС-35-20/1600
5	Ф-5-1 Ф-5	РВ-6/400 ВВК-1 630А ТПОЛ-10-150/5	14	ПК-64 ВН-Т64-2 4Т	ВНПЗ-10/400 ТМ-100/6 ТПОЛ-10-30/5	Л-752-2	РД3.1-35/1000 У1
7	Т-63-1 ПК-63 3Т	РВ-6/400 ТМ-180/6 ТПОЛ-10-30/5	16	Ф-16-2 Ф-16	РВ-6/400 ВВК-1 630А ТПОЛ-10-150/5	Л-Інг-31-0	РНД3-1-35/600 ПРН-220М
9	Ф-9-1 Ф-9	РВ-6/400 ВВК-1 630А ТПОЛ-10-100/5 РВз-6/400	18	Ф-18-2 Ф-18	РВ-6/400 ВВК-1 630А ТПОЛ-10-150/5	ТН-32-2	РНД3-2-35/600
11	Ф-11-1 Ф-11	РВ-6/400 ВВК-1 630А ТПОЛ-10-100/5 РВз-6/400 КМ6.6-10-1 2хНОМ-6/0,1				ТН-32	3хЗНОМ-35-66
13	Ф-13-1 Ф-13	РВ-6/400 ВВК-1 630А ТПОЛ-10-150/5				РВ ТН-32	РВС-35
15	Ф-15-1 Ф-15	РВ-6/400 ВВК-1 630А ТПОЛ-10-150/5				Т-32-2	РД3.1-35/1000 У1
17	Т-61-1 Т-61	РВ-6/400 ВВ/TEL 1000А ТПОЛ-10-400/5				ТТ Т-32	ТФЗМ 35Б-1 100/5
2	Ф-2-2 Ф-2	РВ-6/400 ВВК-1 630А ТПОЛ-10-100/5 КМ6.6-10-1 2хНОМ-6/0,1				Т-32	ВР35НС-35-20/1600
4	Т-62-2 Т-62	РВ-6/400 ВВ/TEL 1000А ТПОЛ-10-400/5				2Т	ТМН-2500/35 ТПФМ-400/5
6	Ф-6-2 Ф-6	РВ-6/400 ВВК-1 630А ТПОЛ-10-150/5				ОПН Т-62	МVK-8
8	Резерв	РВ-6/400 ВВК-1 630А ТПОЛ-10-150/5				Л-334-0	РНД3-2-35/600 ПРН-220М
						С-31	РНД-35/600 ПРН-220М
						РВС-31-1	РНД-35/600
						РВС-31	РВС-35
						Т-31-1	РД3.1-35/1000 У1
						ТТ Т-31	ТФЗМ 35Б-1 100/5
						Т-31	ВР35НС-35-20/1600
						1Т	ТМН-2500/35 ТПФМ-400/5
						ОПН Т-61	МVK-8

Затверджую:
Директор технічного відділу
П. С. Івашук

ПС-"Інгулецька" 35/6 кВ

Однолінійна схема нормального
режиму станом на 01.01.2018
с. Іскровка

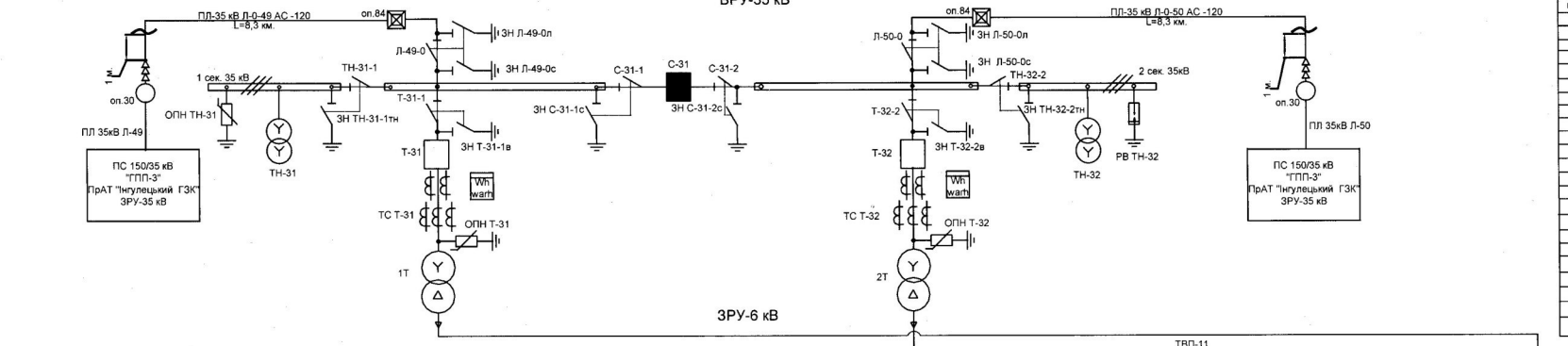
Жовтоводський РЕМ

Літ. Маса Масштаб
Арк. 1 Аркушів

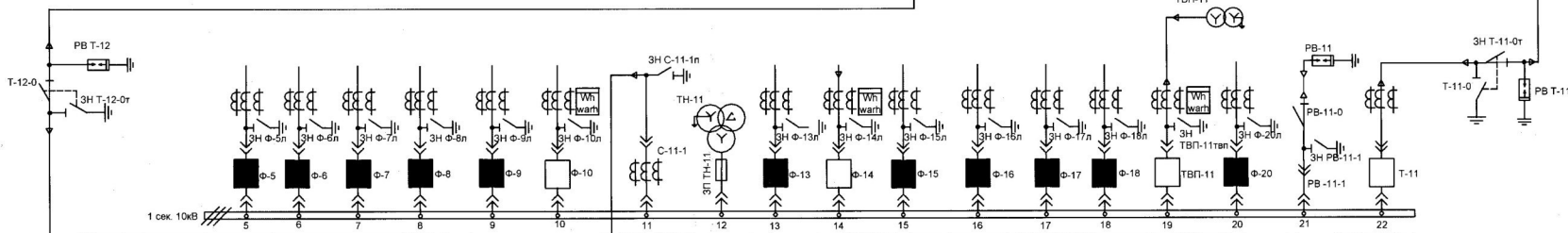
Прат "ПЕЕМ"ЦЕК"

[illegible]

БРУ-35 кВ

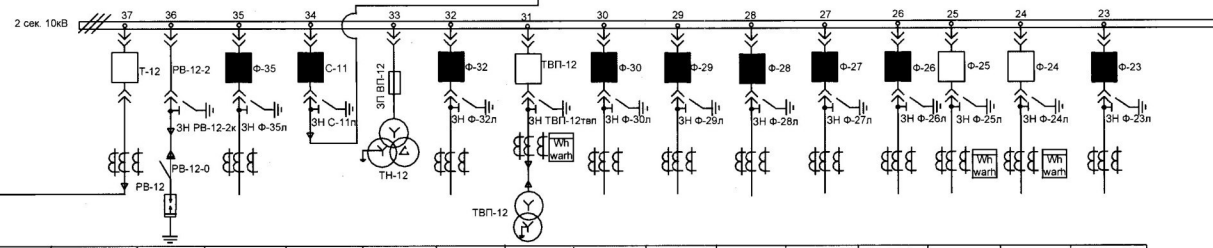


Диспетчерське найменування обладнання	Технічна характеристика
Л-49	Л-49 АС-120 L=8,3 км
Л-50	Л-50 АС-120 L=8,3 км
Л-49-0	РДЗ-М1-2-35/1000 УХЛ 1
Л-50-0	РДЗ-М1-2-35/1000 УХЛ 1
ТН-31-1	ОДТВ-35-1000
С-31	ОДТВ-35-1000
С-31-2	ОДТВ-35-1000
ТН-31-2	ОДТВ-35-1000
ОПН ТН-31	ОПН-35
ТН-31	3НОМ-35-65
Т-31-1	ОДТВ-35-1000
Т-32-2	ОДТВ-35-1000
ТН-32	3НОМ-35-65
РВ ТН-32	ВА-30/5
Т-31	ВМВ 744
Т-32	ВМВ 744
ТН-31	РВ-35-50/5 А
ТН-32	ТН-35-50/5 А
ОПН Т-31	ОПН-35/550/40 5-10шУХЛ1
ОПН Т-32	ОПН-35/550/40 5-10шУХЛ1
1Т	3СТ-220-130/75 630А
2Т	ТМН-6300/35-У1 103,9А



Номер комірці	5	6	7	8	9	10
Тип комірці	KPY ZSE	KPY ZSE	KPY ZSE	KPY ZSE	KPY ZSE	KPY ZSE
Тип розрядника	-----	-----	-----	-----	-----	-----
Тип роз'єднувача	-----	-----	-----	-----	-----	-----
Тип масляного вимикача (привід)/запобіжника (ном. пл. ест.)	PRAGA NL4-8 з приводом BLR 2M	PRAGA NL4-8 з приводом BLR 2M	PRAGA NL4-8 з приводом BLR 2M	PRAGA NL4-8 з приводом BLR 2M	PRAGA NL4-8 з приводом BLR 2M	PRAGA NL4-8 з приводом BLR 2M
Тип ТС/ТН	ТПЛ-10 200/5	ТПЛ-10 200/5	ТПЛ-10 200/5	ТПЛ-10 200/5	ТПЛ-10 200/5	ТПЛ-10 200/5
Тип ТВП	-----	-----	-----	-----	-----	-----
Марка, перетин кабелю/довжина	-----	-----	-----	-----	-----	-----
Приєднання, потужність споживачів	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	Л-110 ТП-46 ТП-36 1306,4 кВт
Категорійність	-----	-----	-----	-----	-----	-----

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
-----	-----	KPY ZSE	KPY ZSE	KPY ZSE	KPY ZSE	KPY ZSE	KPY ZSE	KPY ZSE	KPY ZSE	YA 12/56 10 кВ	YA 12/56 10 кВ
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	OMZ 30 630A	OMZ 30 630A
-----	-----	PRAGA NL4-8 з приводом BLR 2M	PRAGA NL4-8 з приводом BLR 2M	PRAGA NL4-8 з приводом BLR 2M	PRAGA NL4-8 з приводом BLR 2M	PRAGA NL4-8 з приводом BLR 2M	PRAGA NL4-8 з приводом BLR 2M	PRAGA NL4-8 з приводом BLR 2M	PRAGA NL4-8 з приводом BLR 2M	-----	PRAGA NL4-8 з приводом BLR 2M
ТПЛ-10 600/5	ТММ-10-66/3 10000/100В	ТПЛ-10 200/5	ТПЛ-10 150/5	ТПЛ-10 100/5	ТПЛ-10 200/5	ТПЛ-10 200/5	ТПЛ-10 200/5	ТПЛ-10 200/5	ТПЛ-10 200/5	-----	ТПЛ-10 600/5
2ХЛХЭКН 3(1х185 мм²) L=20 м	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	аТО-294/22 100 кВА	-----	-----	2ХЛХЭКН 3(1х185 мм²) L=45 м
ком. №34	-----	резерв	Л-114 ТП Описи ФСКП Рпр=579,6 кВт Рдоп=297 кВт	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	-----	-----	1Т 1 сек. 35 кВ
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----



Номер комірці	37	36	35	34	33	32	31	30	29	28	27	26	25	24	23
Тип комірці	KPY ZSE	-----	KPY ZSE	KPY ZSE	-----	KPY ZSE	KPY ZSE	KPY ZSE	KPY ZSE	KPY ZSE	KPY ZSE	KPY ZSE	KPY ZSE	KPY ZSE	KPY ZSE
Тип розрядника	YA 12/56 10 кВ	YA 12/56 10 кВ	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
Тип роз'єднувача	OMZ 30 630A	OMZ 30 630A	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
Тип ТС/ТН	ТПЛ-10 600/5	-----	ТПЛ-10 200/5	-----	ТММ-10-66/3 10000/100В ПКТ-10/2 5А	ТПЛ-10 200/5	-----	ТПЛ-10 200/5	ТПЛ-10 200/5	ТПЛ-10 150/5	ТПЛ-10 100/5	ТПЛ-10 100/5	ТПЛ-10 50/5	ТПЛ-10 150/5	ТПЛ-10 200/5
Тип ТВП	-----	-----	-----	-----	-----	-----	аТО-294/22 100 кВА	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
Марка, перетин кабелю/довжина	2ХЛХЭКН 3(1х185 мм²) L=45 м	2ХЛХЭКН 3(1х185 мм²) L=45 м	-----	-----	-----	-----	2ХЛХЭКН 3(1х185 мм²) L=20 м	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
Приєднання, потужність споживачів	2Т 2 сек. 35 кВ	-----	резерв	-----	-----	резерв	-----	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	Л-125 ТП-46 ТП-36 1389,2 кВт	Описи ФСКП Рпр=579,5 кВт Рдоп=297 кВт	резерв
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.С. Іващук

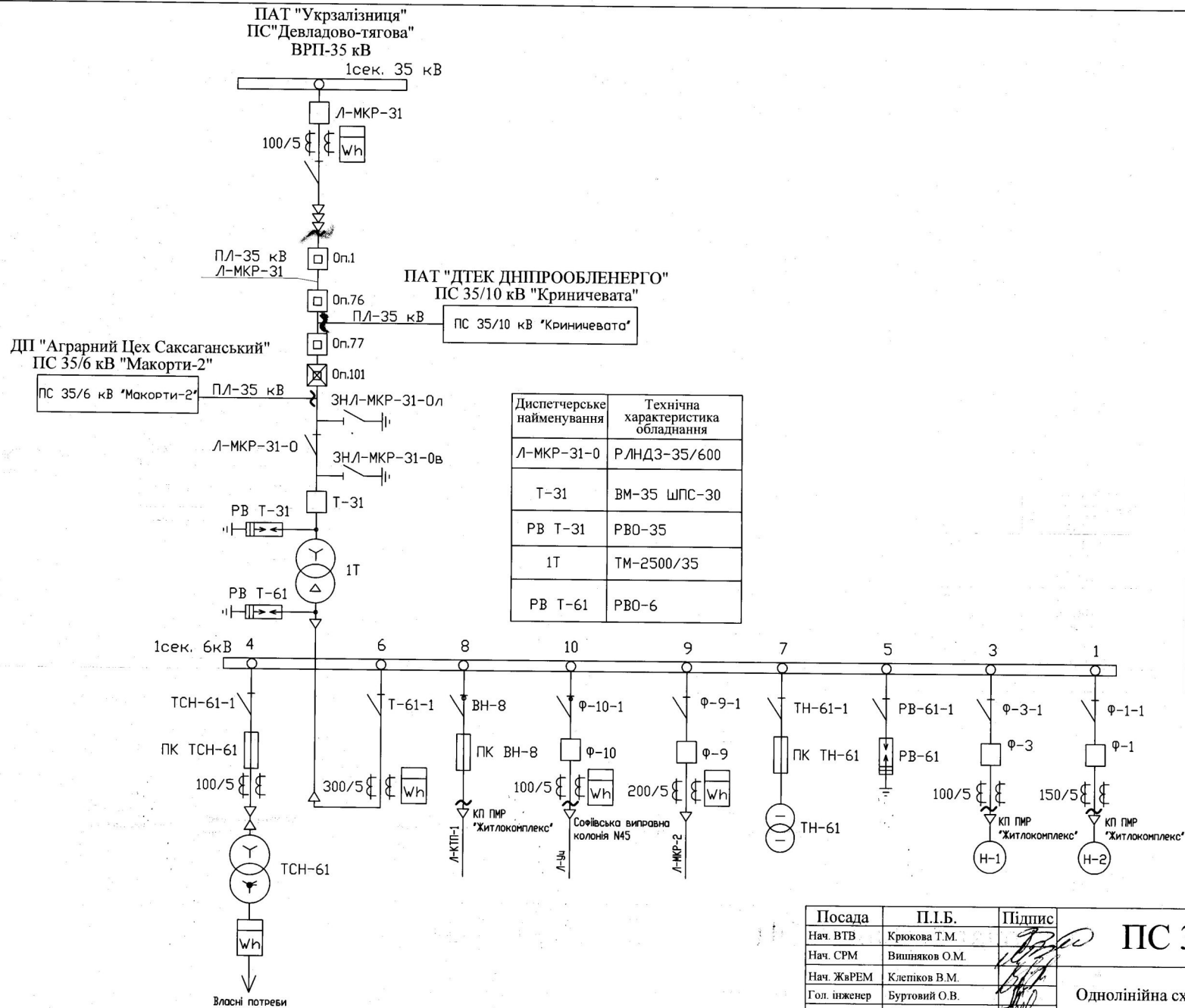
Посада	П.І.Б.	Підпис	Лп	Маса	Масштаб
Нач. БТВ	Крюкова Т.М.		-----	-----	-----
Нач. ОДС	Лукьяк С.С.		-----	-----	-----
Нач. СПС	Тяжков О.К.		-----	-----	-----
Заст. начкРЕМ	Остапенко М.І.		-----	-----	-----
Нач. дільниці ін.	Черепанов В.Й.		-----	-----	-----
-----	-----	-----	-----	-----	-----
Креслив	Максюта Н.В.		-----	-----	-----

ПС 35/10 кВ "Луч"

Однолінійна схема нормального режиму станом на 01.01.2019р. смт. Широке, м-н Східний, 13

Дільниця Інгулецька Криворізьких РЕМ

Лп 4 Арк. 4
Маса 74
Масштаб 23



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		ТСН-61-1 ПК ТСН-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

Затверджено
Директор технічний
02 01 2018

Ф.С.Івашук

Посада	П.І.Б.	Підпис
Нач. ВТВ	Крюкова Т.М.	
Нач. СРМ	Вишняков О.М.	
Нач. ЖвРЕМ	Клепиков В.М.	
Гол. інженер	Буртовий О.В.	
Ст. майстер	Івашин С.В.	
Керів. ОДГ	Яструб О.І.	
Креслив	Цісельський В.П.	

ПС 35/6кВ "Макорти"

Однолінійна схема нормального режиму станом на 01.01.2018
с. Макорти, вул. Сакаганська, 1

Літ.	Маса	Масштаб
		18
Арк. 1	Аркушів	

Жовтоводські РЕМ

ПАТ "ПЕЕМ"ЦЕК"

Умовні позначення:
метна балансова нал. між ЦЕК,
ПАТ "Укрзалізниця", ДТЕК

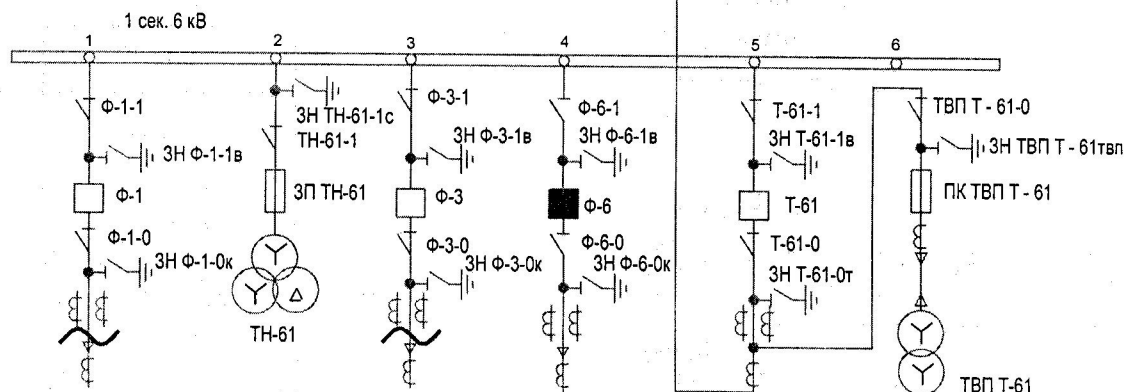
ПС "Нікопольська-150"
АТ "ДТЕК ДНІПРОВЬСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ"
ВРУ-35 кВ

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) запобіжник (Іном. пл. вст.)	ВВ TEL 10-20/630 ПЕ	ПКН001-6УЗ	ВВ TEL 10-20/630 ПЕ	ВВ TEL 10-20/630 ПЕ	ВВ TEL 10-20/630 ПЕ	ПКТ-6-5
Тип ТС/ТН/ТВП	ТПЛ-10-М У2 200/5	НТМИ-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

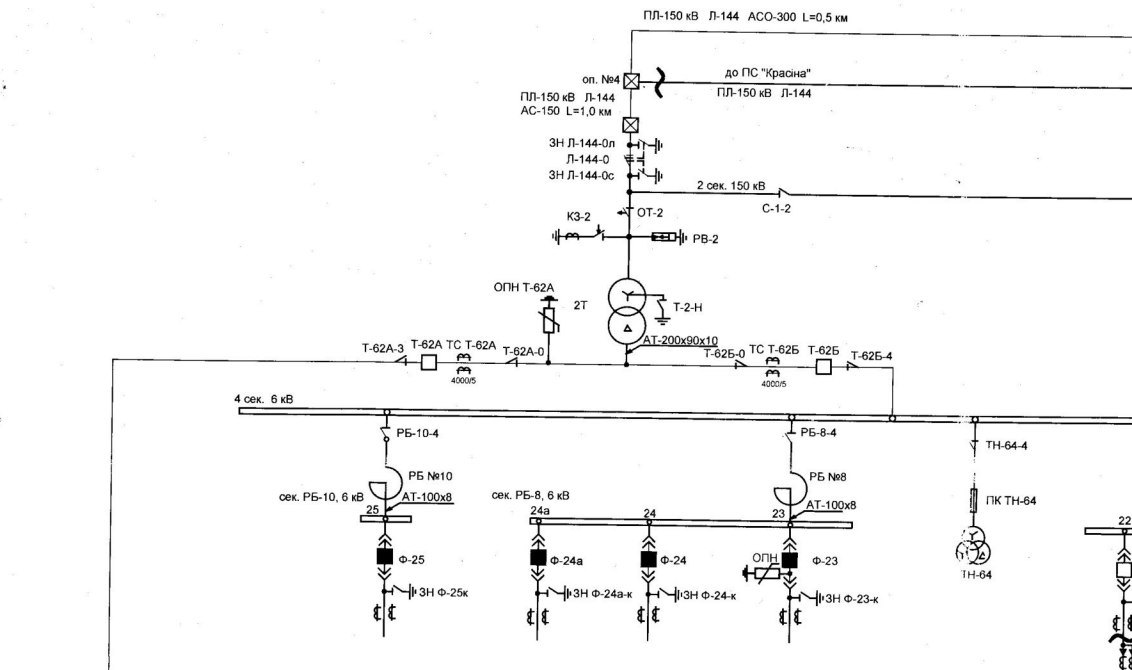
Затверджую:

Директор технічний

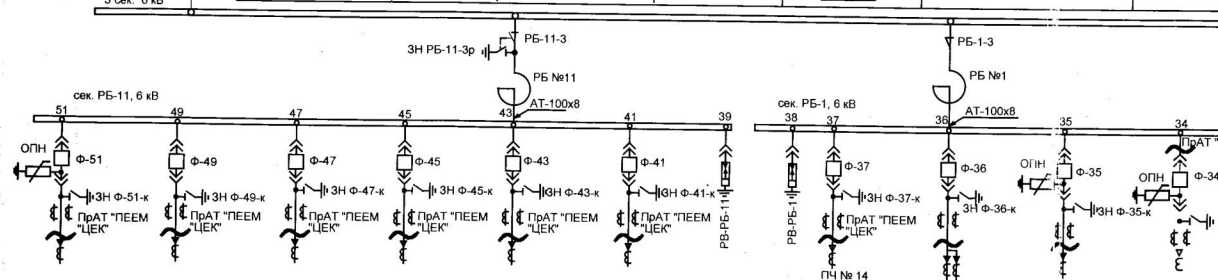
Ф.С. Іващук

02 01 2019 р.

Посада	П.І.Б.	Підпис	ПС-35/6 кВ "Молзавод"			
Нач. ВТВ	Крюкова Т.М.		Однолінійна схема нормального режиму станом на 01.01.19. м. Нікополь, вул. Станіславського, 4			
Нач. ОДС	Люлька Є.С.					
Нач. СПС	Тяжємов О. К.					
Нач.діл.ПС	Шейко Д.І.					
Креслив	Лямець А.В.					
			Літ		Маса	Масштаб
						32
			Арк.		Аркушів	
			СПС		ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"	



Номер комірки	25	24а	24	23		22
Тип комірки	КВЕ-6-13	КВЕ-6-13	КВЕ-6-13	КВЕ-6-13		КВЕ-6-13
Тип роз'єднувача	РВ-10 1000А 10 кВ			РВ-10 1000А 10 кВ		
Тип вимикача (привід)/запобіжник (іном пл. вст)	ВМП-10к ПЕ-11	ВМП-10к	ВМП-10к	ВМП-10к ВВ/ТЕЛ-10		ВМП-10к ПЕ-11
Тип ТС/ТН	1000/5	600/5	1000/5	400/5	НТМІ-6 600/100/100	ТПОЛУ-10
Марка, перетин кабелю/довжина						
Приєднання/потужність споживачів	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	ТН-64	ПАТ "Центральний Шахта №2 ім.
Категорійність						

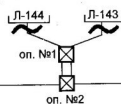


Номер комірки	51	49	47	45	43	41	39	38	37	36	35	34
Тип комірки	КВЕ-6-15	КВЕ-6-13	КВЕ-6-13	КВЕ-6-13	КВЕ-6-13	КВЕ-6-13	КРВП-6-301	КРВП-6	КВЗ-6	КВЕ-6-13	КВЕ-6-15	КВЕ-6-15
Тип роз'єднувача					РВР-3-16 2000А 10 кВ					РВК-6		
Тип вимикача (привід)/запобіжник (іном пл. вст)	ВВ/ТЕЛ-10	ВМПЕ-10 ПЕВ-14	ВМПЕ-10 ПЕВ-14	ВМПЕ-10 ПЕВ-14	ВМПЕ-10 ПЕВ-14	ВМПЕ-10 ПЕВ-14			ВМП-10к ПЕ-11	ВМП-10к ПЕ-11	ВВ/ТЕЛ-10	ВВ/ТЕЛ-10
Тип ТС/ТН	ТПОЛУ-10 30/5	ТПОЛУ-10 300/5	ТПОЛУ-10 300/5	ТПОЛУ-10 300/5	ТПОЛУ-10 300/5	ТПОЛУ-10 300/5			ТПОЛУ-10 200/5	ТПОЛУ-10 50/5	ТПОЛУ-10 150/5	ТПОЛУ-10
Марка, перетин кабелю/довжина												
Приєднання/потужність споживачів	ТОВ "Фольксваген-Центр Кривий Ріг"	КТЕС РП-34	КП "Швидкісний трамвай" ПС-55, ПС-56	КП "Швидкісний трамвай" ПС-54	КТЕС РП-48	КТЕС РП-34	РВП-6	РВП-6	ВАТ "Укртелеком" "КПВС"	ПАТ "Центральний ГЗ" Шахта №2 ім. Артема	ТОВ "Еліцентр К"	ПАТ "Сільпо"
Категорійність												

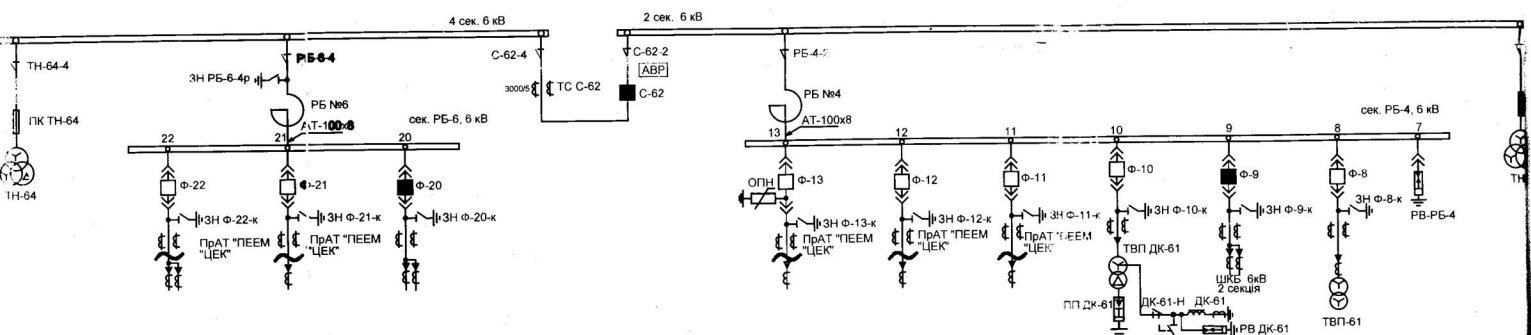
Умовні позначення:

- ~ - межа балансової належності та експлуатаційної відповідальності
- - вимикач нормально включений
- - вимикач нормально відключений
- + - роз'єднувач нормально включений
- + - роз'єднувач нормально відключений

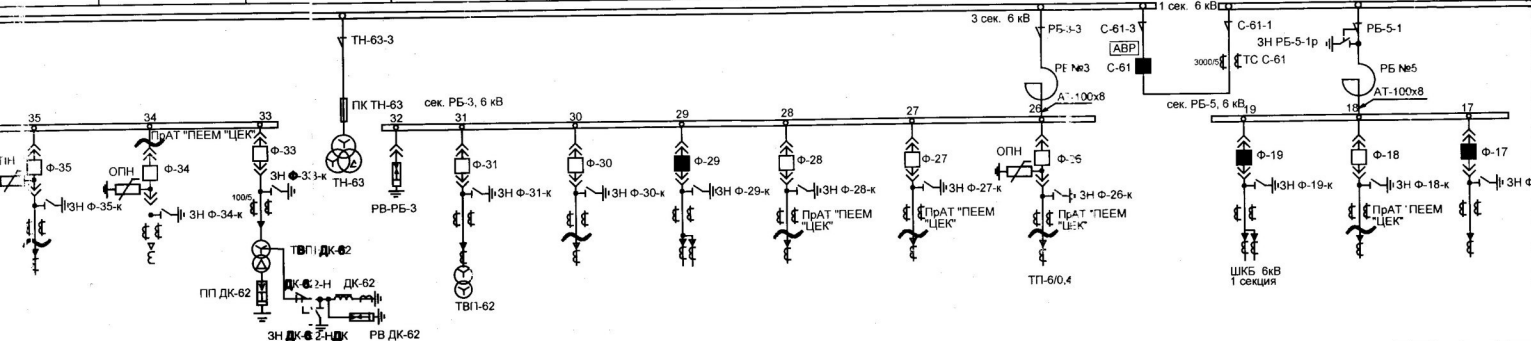
Дніпровська ЕС ПС 330 кВ "Криворізька"



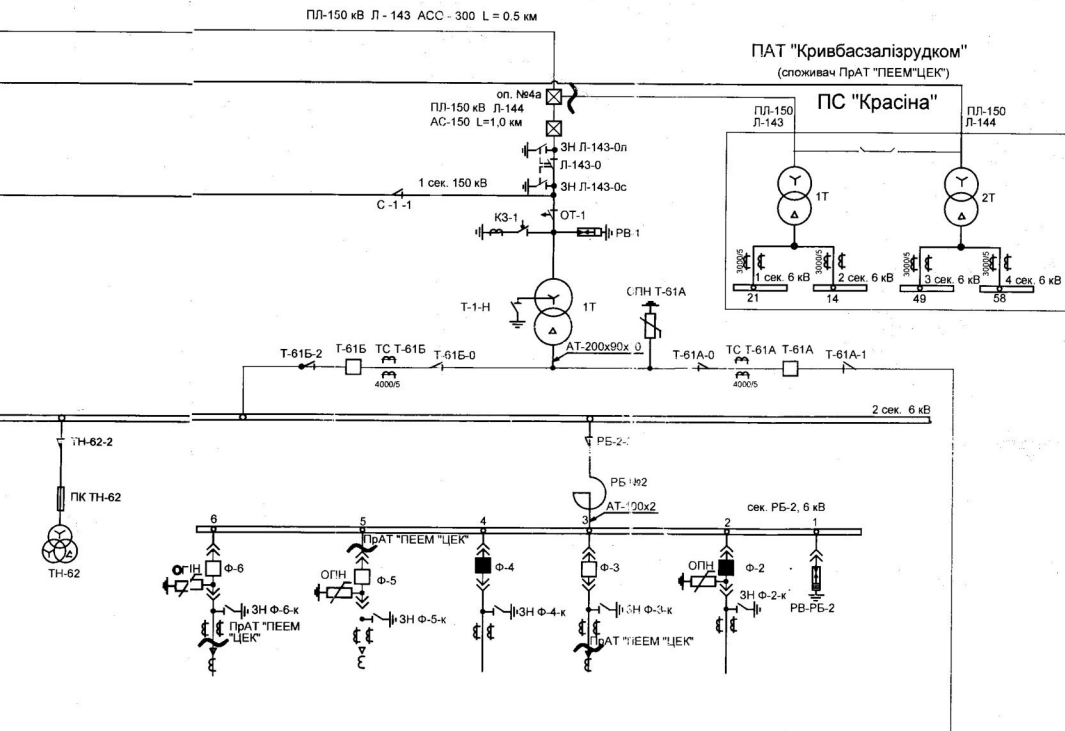
AC-150



22	21	20		13	12	11	10	9	8	7	
КВЕ-6-15	КВЕ-6-13	КРВП-6		КВЕ-6-13	КВЕ-6-15	КВЕ-6-11	КВЕ-6-13	КВЕ-6-13			
ВМП-10к ПЕ-11	ВМП-10к ПЕ-11	ВМПЕ-10к ПЕВ-14	РВК-10 3000А 10 кВ	РВК-10 3000А 10 кВ	ВВ/ТЕЛ-10	ВМП-10к ПЕ-11	ВМП-10к ПЕ-11	ВМПЕ-10 ПЕВ-14	ВМП-10к ПЕ-11		
ТПЛУ-10 50/5	ТПЛУ-10 800/5	ТПЛУ-10 600/5	МГТ-10 3000 А ПЧ-50	ТПЛУ-10 150/5	ТПЛУ-10 150/5	ТПЛУ-10 300/5	ТМ-250/6-6601 ТДЛ-10 100/5	ТПЛУ-10 600/5	ТПЛУ-10 100/5	НТМИ-6 600/5	
ПАТ "Центральний ГЗК" Шахта №2 ім. Артема	КГ "КТЦ"	ШКБ 6кВ 4 секція		ТОВ "Епіцентр К"	ПАТ "Центральний ГЗК" Шахта №2 ім. Артема	ПС №3п	ТВП ДК-61		ТВП-61 ТМ-160/6	РВП-6	ТН

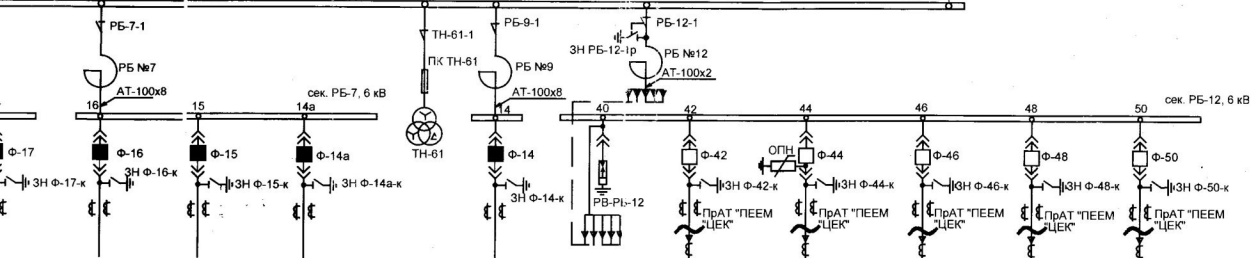


35	34	33		32	31	30	29	28	27	26		19	18	17	
КВЕ-6-15	КВЕ-6-13	КВЕ-6-13		КРВП-6	КВЕ-6-13	КВЕ-6-13	КВЕ-6-13	КВЕ-6-13	КВЕ-6-15	КВЕ-6-11		КРВП-6	КВЕ-6-13		
ВВ/ТЕЛ-10	ВВ/ТЕЛ-10	ВМП-10к ПЕ-11			ВМП-10к ПЕ-11	ВМП-10к ПЕ-11	ВМПЕ-10 ПЕВ-14	ВМП-10к ПЕ-11	ВМП-10к ПЕ-11	ВВ/ТЕЛ-11	МГТ-10 3000 А ПЧ-50	ВМПЕ-10к ПЕВ-14	ВМП-10к ПЕ-11		
ТПЛУ-10 150/5	ТПЛУ-10 150/5	ТМ-250/6-6601 ТДЛ-10 100/5	НТМИ-6-66 600/100/100		ТПЛУ-10 100/5	ТПЛУ-10 300/5	ТПЛУ-10 600/5	ТПЛУ-10 50/5	ТПЛУ-10 150/5	ТПЛУ-10 150/5		ТПЛУ-10 600/5	ТПЛУ-10 800/5	1000/5	
ТОВ "Епіцентр К"	ПАТ "Сільпо Ртейл"	ТВП ДК-62	ТН-63	РВП-6	ТВП-62	ПС №3п	ШКБ 6кВ 3 секція	ПАТ "Центральний ГЗК" Шахта №2 ім. Артема	ПАТ "Центральний ГЗК" Шахта №2 ім. Артема	ТОВ "Метро Кеш енд Кері Україна"	С-61	ШКБ 6кВ 1 секція	ДП "КТЦ"	Резерв	Р



Диспетчерське найменування	Технічна характеристика обладнання
Л-144-0 Л-143-0 С-1-1 С-1-2	РЛНД 220/1000. Ін-1000А. Ін-220 кВ
ОТ-1 ОТ-2	ОД-220. Ін-1000А. Ін-220 кВ
КЗ-1 КЗ-2	КЗ-220. Ін-1000А. Ін-220 кВ т.т. ТШЛ-0,5
РВ-1 РВ-2	РВС-150
1Т 2Т (з вбудованими трансформаторами струму)	ТДГ-60000/150. Sn-60 МВА. Ін-150 кВ. Ін-230,9 А.
ТС 1Т ТС 2Т	ТБТ-110 Кт.т. 400/5
Т-1-Н Т-2-Н	ЗОН-110М
Т-61А Т-61Б Т-62А Т-62Б	МГГ-10 4000А
ДК-61 ДК-62	Реактор РЗДСОМ-230/6
Т-61А-1 Т-61А-0 Т-61Б-2 Т-61Б-0 Т-62А-3 Т-62Б-4 Т-62Б-0 Т-62А-0	РВК-10 4000 А 10 кВ
ОПН Т-61А ОПН Т-62А	ОПН-6/7,2

6	5	4	3	2	1
КВЕ-6-13	КВЕ-6-13	КВЕ-6-13	КВЕ-6-12	КВЕ-6-13	КРВП-6
ВВ/TEL-10	ВВ/TEL-10	ВМП-10 ПЕ-11	РВК-10 ВМП-10 ПЕ-11	ВВ/TEL-10	
НТМИ-6 600/100/100	ТПЛМ-10 150/5	ТПЛМ-10 150/5	300/5	ТПОЛ-10 50/5	Т3 600/5
ТН-62	ТОВ "Метро-Керування"	АТ "Силько Рітейл"	Резерв	ПАТ "Центральний ГЗК" Шахта №2 ім. Артема	Резерв



16	14a	14	40	42	44	46	48	50
РВ-10		РВ-10	К-10М 6-20В	КВЕ-6-13	КВЕ-6-13	КВЕ-6-13	КВЕ-6-13	КВЕ-6-13
РВК-10		РВК-10	РВРЗ-15-10	ВМПЕ-10 ПЕВ-14	ВВ/TEL-10	ВМПЕ-10 ПЕВ-14	ВМПЕ-10 ПЕВ-14	ВМПЕ-10
00/5	400/5	600/5	НТМИ-6 600/100/100	1000/5	ТПЛ-10 300/5	ТПЛ-10 100/5	ТПОЛ-10 600/5	ТПЛМ-10 300/5
Резерв	Резерв	Резерв	ТН-61	Резерв	РВП-6	КП "Швидкісний трамвай" ПС-54	КГЕС РП-48	КП "Швидкісний трамвай" ПС-55, ПС-56

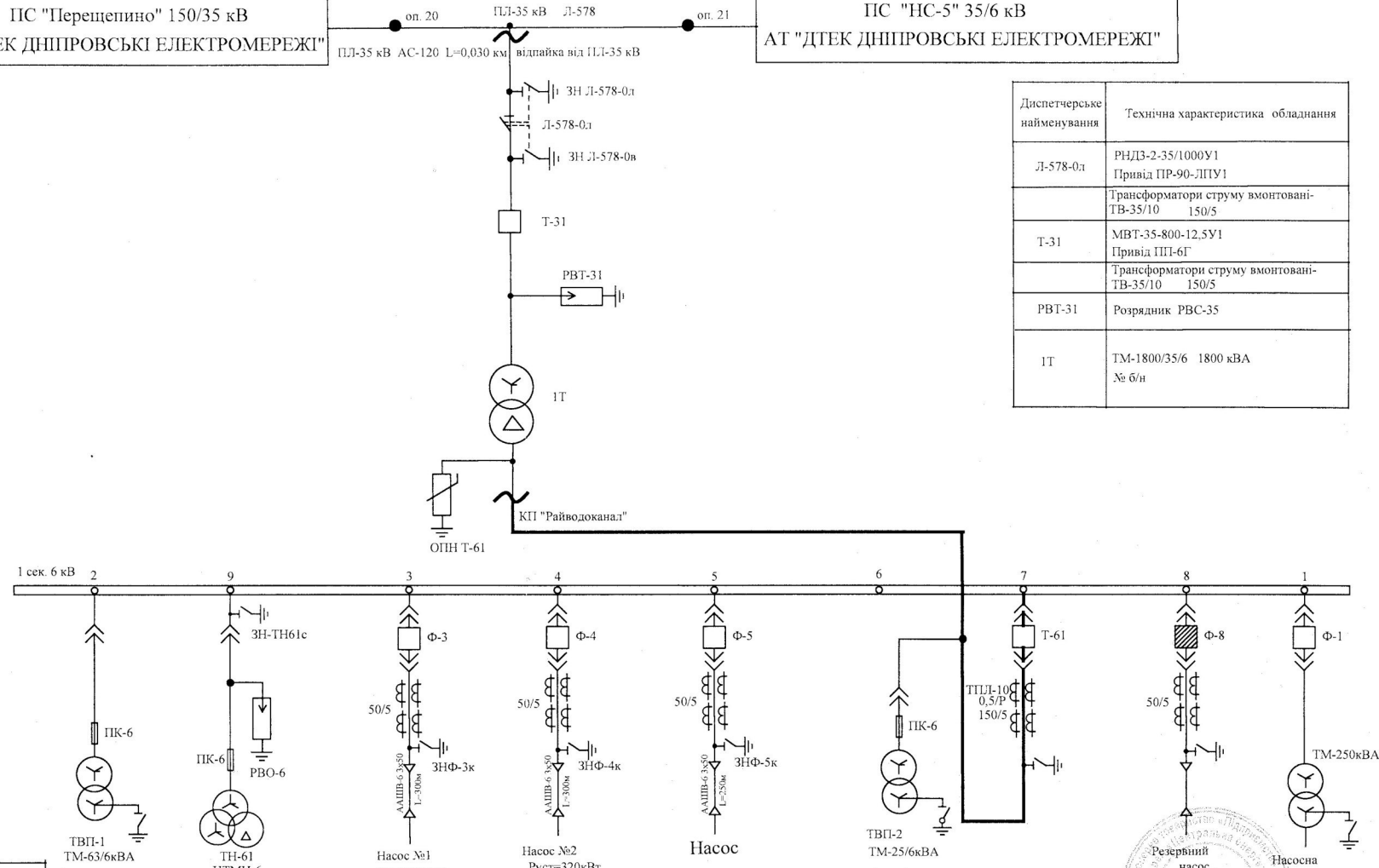
Затверджую:
Директор технічний
10 01. 2019 р.

Посада	П.І.Б.	Підпис	*ПС-150/6 кВ "Наклоноствольная"	Схема однолінійна нормального режиму станом на 01.01.2019	Літ	Маса	Масштаб
Нач. ОДС	Людська Є.С.						
Нач. СПС	Тяжємов О. К.						
Нач. ВТВ	Крюкова Т.М.						
Майстер ПС	Павлов В.В.						
					Арк.	Аркушів	
Креслив	Невдах І.В.		Криворізькі РСМ		ПрАТ "ПЕЕМ"ЦЕК"		

ПС "Перещепино" 150/35 кВ
АТ "ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ"

ПС "НС-5" 35/6 кВ
АТ "ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ"

Диспетчерське найменування	Технічна характеристика обладнання
Л-578-0л	РНДЗ-2-35/1000У1 Привід ПР-90-ДПУ1
Т-31	Трансформатори струму вмонтовані- ТВ-35/10 150/5 МВТ-35-800-12,5У1 Привід ППІ-6Г
РВТ-31	Трансформатори струму вмонтовані- ТВ-35/10 150/5 Розрядник РВС-35
ІТ	ТМ-1800/35/6 1800 кВА № 6/н



Затверджую:
Директор технічний
"02" 01 2019р.
Ф.С.Івашук

Номер комірки	--
Тип комірки	--
Тип роз'єднувача	--
Тип вимикача(привід)/ запобіжник (І 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

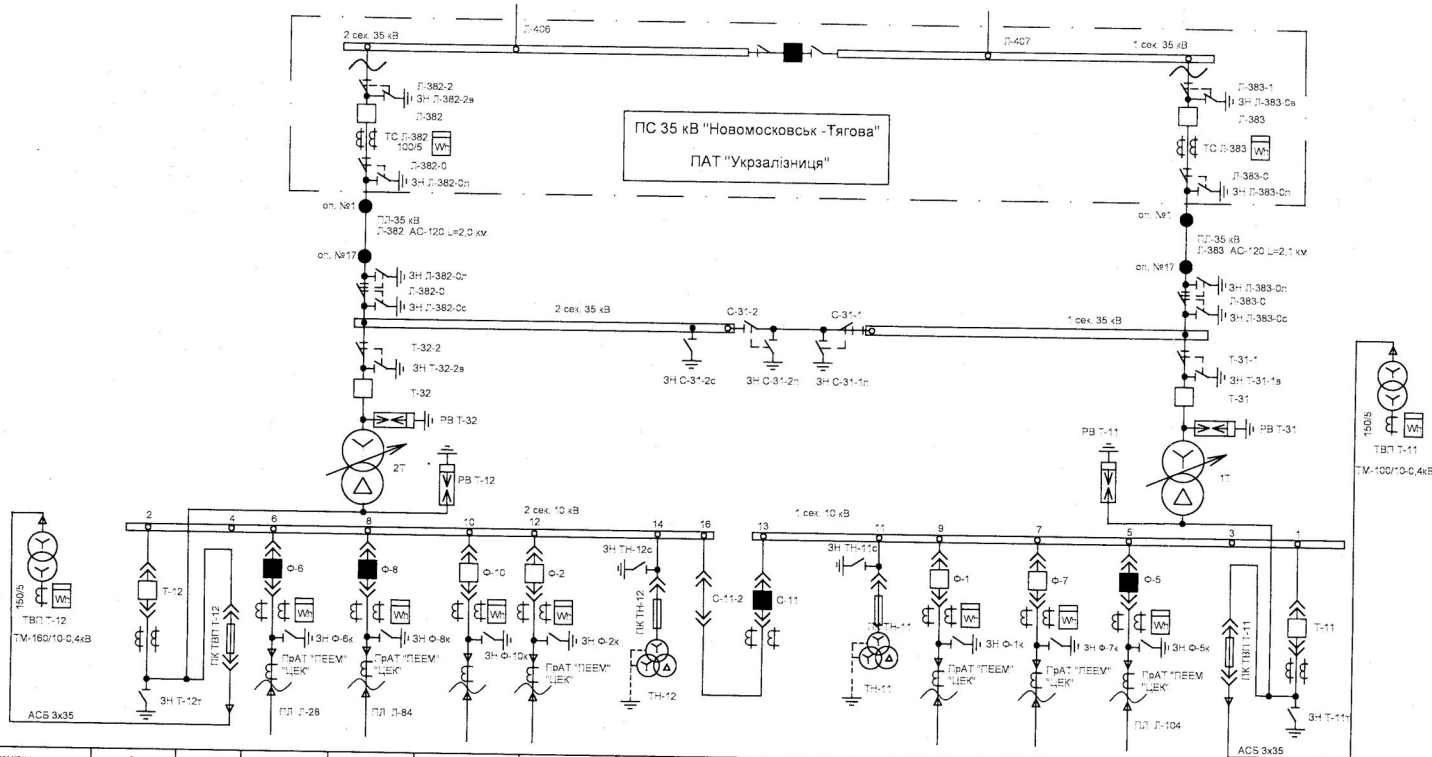
Посада	П.І.Б	Підпис
Начальник ВТВ	Крюкова Т.М.	
Начальник ОДС	Льолька Є.С.	
Начальник СПС	Тяжємов О.К.	
Гол.інж. ПвРЕМ	Сачко О.Г.	
Кер. ОДГ ПвРЕМ	Середінов С.М.	
Нач.дільн.Гв	Кучеренко Л.М.	
Креслив	Власенко О.М.	

ПС "НВ-ЦЗ" 35/6 кВ

Однолінійна схема нормального режиму станом на 01.01.2019 м. Перещепино

Дільниця Гвардійська Павлоградських РЕМ

Літ.	Маса	Масштаб
		12
Арк.	Аркушів	
ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"		



Диспетчерська найменування	Технічна характеристика обладнання
Л-382-1 Л-382-2	РНДЗ-35кВ РНДЗ-35кВ
Л-382 Л-383	С-35кВ-630-10АУ С-35кВ-630-10АУ
ТС Л-382 ТС Л-383	ТС-35кВ ТС-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	С-35кВ-630-10АУ С-35кВ-630-10АУ
РВ Т-32 РВ Т-31	РВС-10 У РВС-10 У
1Т 2Т	ТМН-4000/35-У1 за № 24288 ТМН-4000/35-У1 за № 24859
РВ Т-12 РВ Т-11	РВС-10 У РВС-10 У

Номер комбі	2	4	6	8	10	12	14	16	13	11	9	7	5	3	1
Тип комбі	КРУ-2	КРУ-2	КРУ-2	КРУ-2	КРУ-2-10-20 УЗ	КРУ-2	КРУ-2	КРУ-2	КРУ-2	КРУ-2	КРУ-2	КРУ-2	КРУ-2	КРУ-2	КРУ-2
Тип роз'єднувача															
Тип вимикача (привід)/запобіжника (ном. пл. ас)	ВМП-10		ВМП-10к	ВМП-10к	ВМП-10-20/630УЗ	ВМП-10			ВМП-10	ВМП-10-630	ВМП-10-630-20	ВМП-10-20/630УЗ	ВМП-10к		ВМП-10
Тип ТСП/ТН/ВП	400/5		100/5	100/5	ТСП-10 200/5	100/5	НТМ-10		400/5	НТМ-10	100/5	ТСП-10 200/5	200/5		400/5
Тип ОПН Розрядника															
Марка, термін кабелю/довжина															
Призначення/потужність споживача	Вид 2Т	ТВЛ №2	Новом. РЕВ	Новом. РЕВ	ТОВ "Ін. Фуд" Р=1600 кВт	ФОР "Полісся М.В" Р=700 кВт	ТН-12	С-11-2	С-11	ТН-11	ТОВ "Кабельний завод "Енергопром" Р=800 кВт	ТОВ "Ін. Фуд" Р=1500 кВт	Новом. РЕВ	ТВЛ №1	Вид 1Т
Категорія															

- Умовні позначення:
- ~ - межа балансової належності та експлуатаційної відповідальності
 - - вимикач нормально включений
 - - вимикач нормально відключений
 - +/- - роз'єднувач нормально включений
 - +/- - роз'єднувач нормально відключений

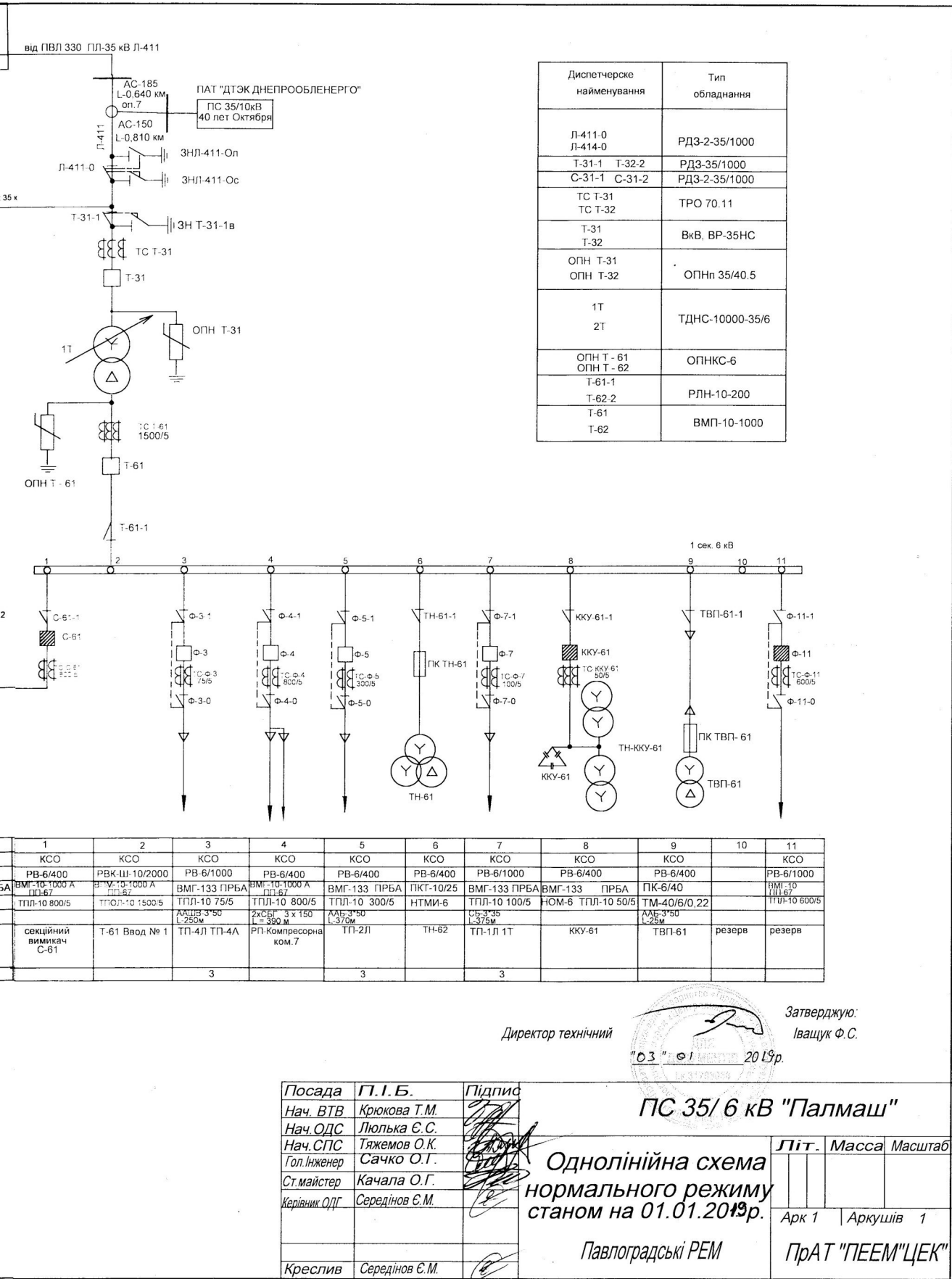
Затверджую: Директор технічний
О.О. Івахуц

Посада	П.І.Б.	Підпис	ПС-35/10 кВ "НМФ"
нач. БТЗ	Крюкова Т.М.		
нач. СДС	Ліульєв С.С.		
нач. СПС	Рябенко С.К.		
нач. Д.С.	Шейко Д.І.		

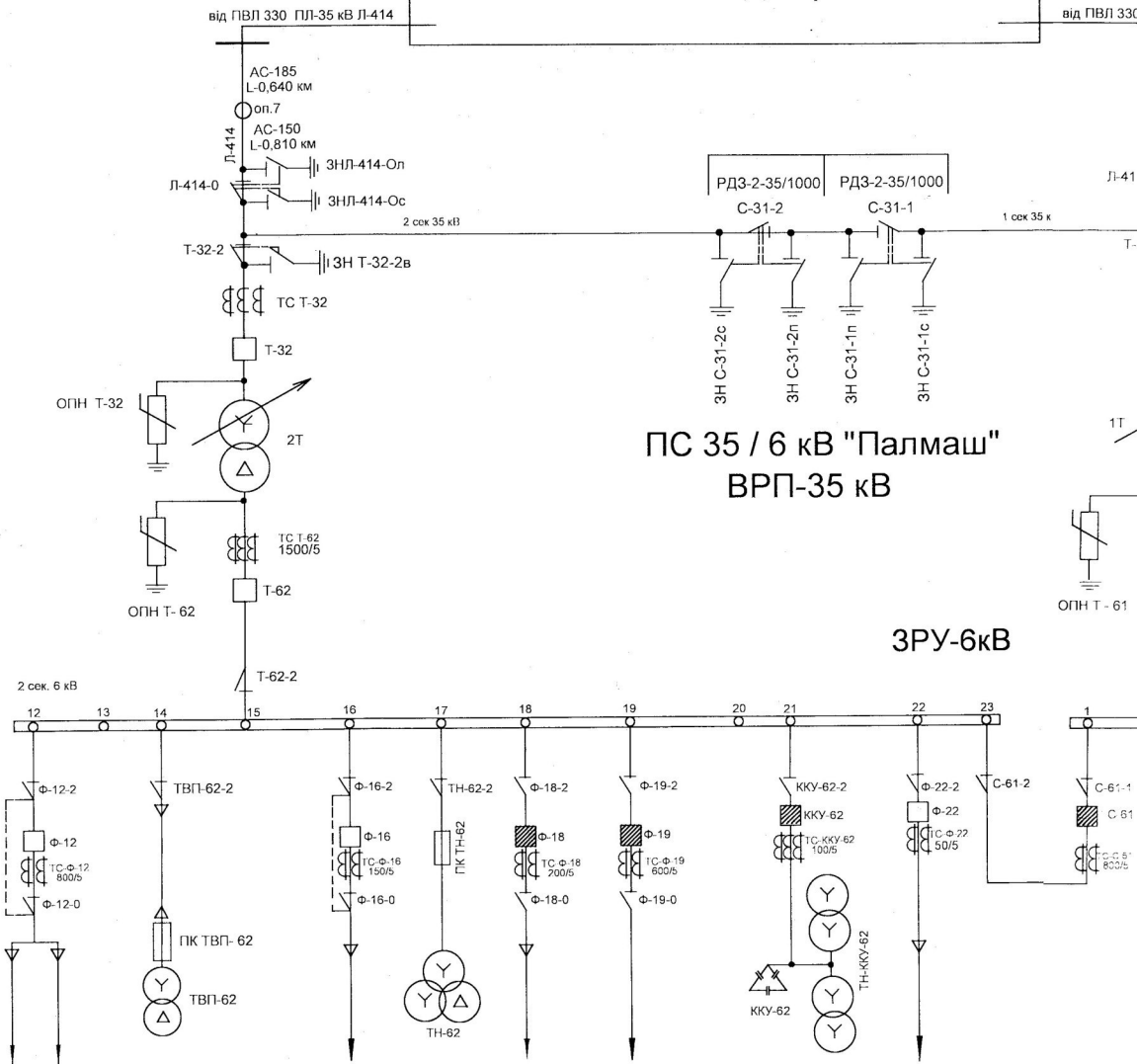
Однoliniна схема нормального режиму станом на 01.01.19 м. Новомосковськ

Арх.	Вася	Вас. таб.
		30
Арх.	Арх.	

СПС
ПРАТ "ПЕЕМ" ЦЕК



ПС "ПВЛ-330 кВ" Дніпровська ЕС



№ комірки	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	1
Тип комірки	KCO		KCO	KCO	KCO	KCO	KCO	KCO		KCO	KCO	KCO
Тип роз'єднувача	2 PB-6/1000		PB-6/400	PBK-1Ш-10/2000	2 PB-6/400	PB-6/400	2 PB-6/400	2 PB-6/1000		PB-6/400	PB-6/600	PB-6/400
Тип вимикача (привід)	ВМГ-10-1000 А		ПК-6/40	ВМГ-10-1000 А	ВМГ-133 ПРБА	ПКТ-10/25	ВМГ-133 ПРБА	ВМГ-133 ПРБА		ВМГ-133 ПРБА	ВМГ-133 ПРБА	ВМГ-10-1000 А
Захисні характеристики (тип, вст)	ПД-67		ПД-67	ПД-67	3х1ПД-10 150/5	НТМИ-6	ПД-10 200/5	ПД-10 600/5		НОМ-6 ПД-10 100/5	ПД-10 50/5	ПД-67
Марка, перетин кабелю, довжина	2хРСР 3х150 L=390 м		ААБ-3*50 L=390 м	ААБ-3*50 L=390 м	ААБ-3*50 L=375 м		ААБ-3*50 L=300 м	ААБ-3*50 L=300 м			ААБ-3*50 L=300 м	ААБ-3*50 L=300 м
Приєднання, потужність споживачів	РП-Компресорна ком.10	резерв	ТВГ-62	Ввод № 2 Т-62	ПД-1П 2Т	ТН-62	ПД-3П	резерв	резерв	РКУ-62	ПД-3А	секційний вимикач С-61
Категорійність					3		3				3	

Умовні позначення:

— - межа балансової належності та експлуатаційної відповідальності

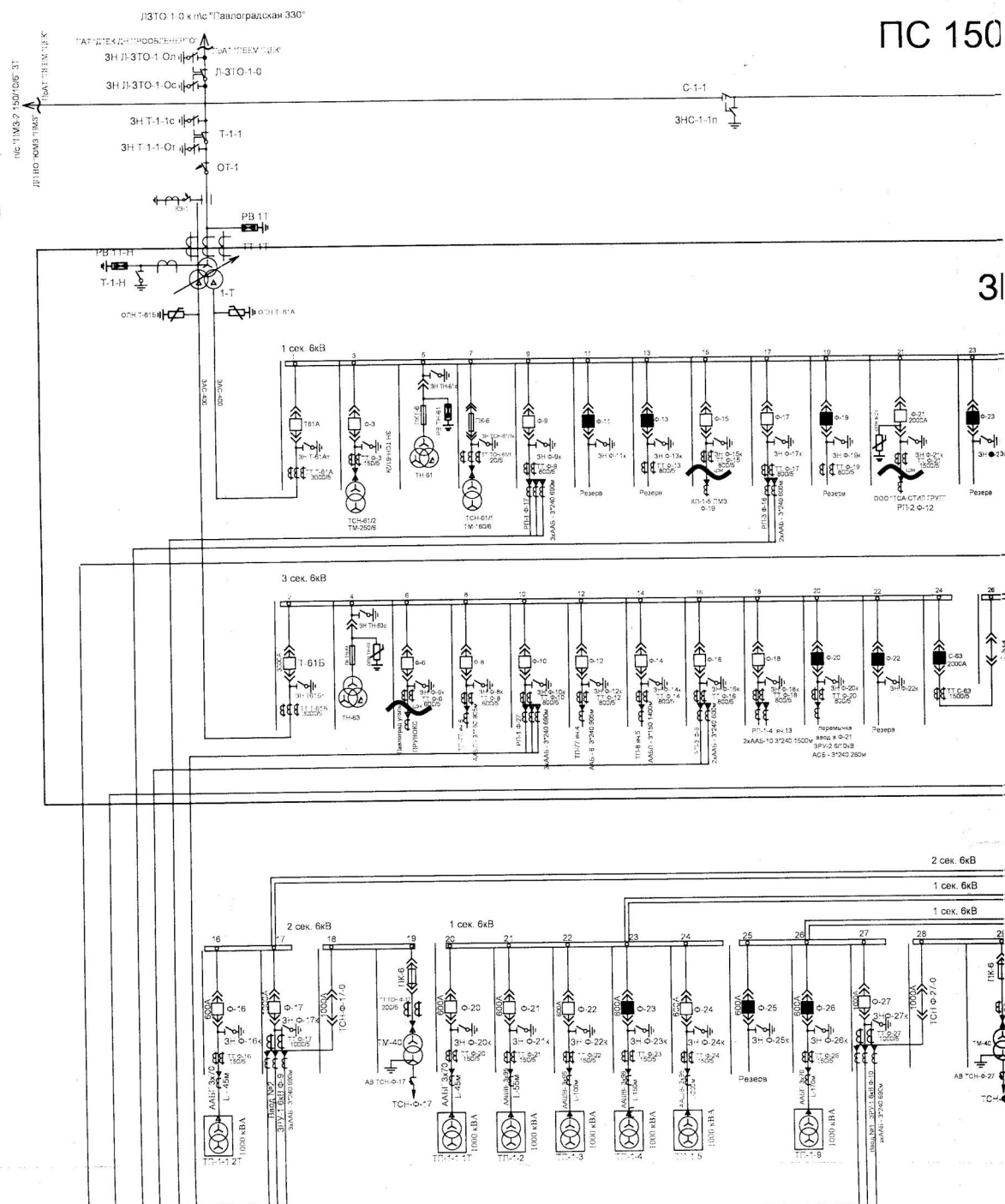
 - вимикач нормально включений

 - вимикач нормально відключений

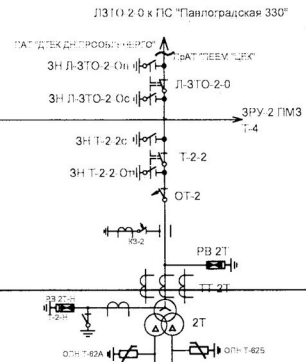
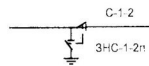
† - роз'єднувач нормально включений

7 - роз'єднувач нормально відключений

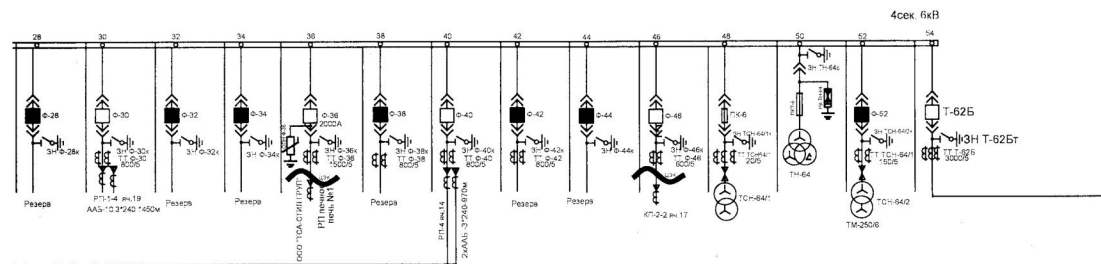
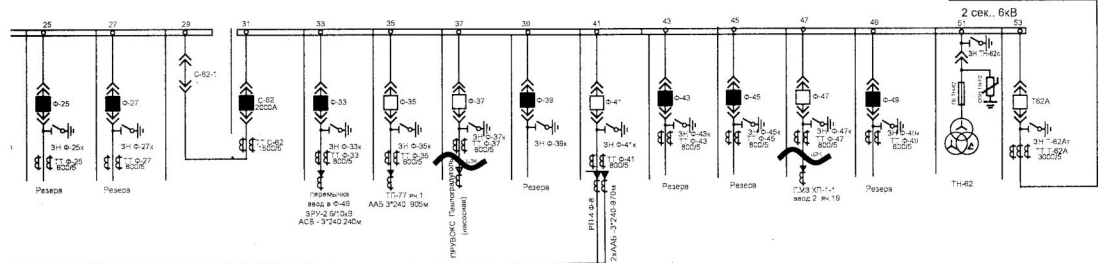
Сборные шины 6кВ.	
ячейки КРУ 2-10З КРУ 2-10З-2750	ВМП-10К, ВВТЕЛ 2000А ОПН-РТ/ТЕЛ 6
	ТПЛ-10 ТПОЛ-10
	ТМ-250/6
	ТМ-100/6
	НТМИ-6; РВО-6
Тр-ры землянной защиты ТЗЛ	



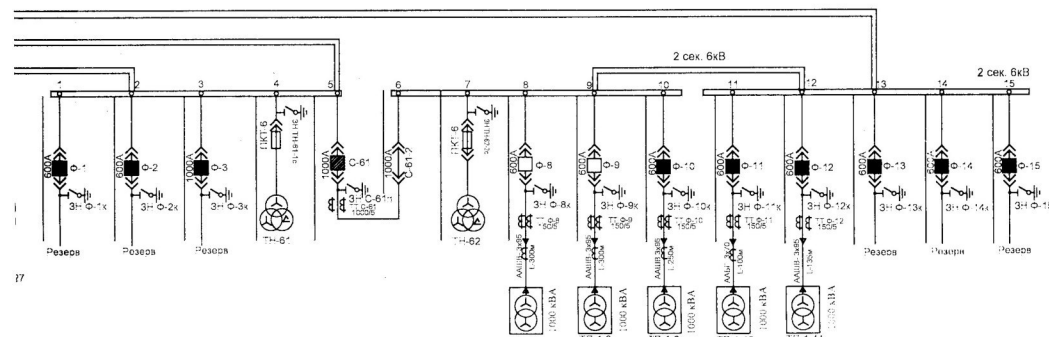
1 - 6 - 6 кВ ПЗТО



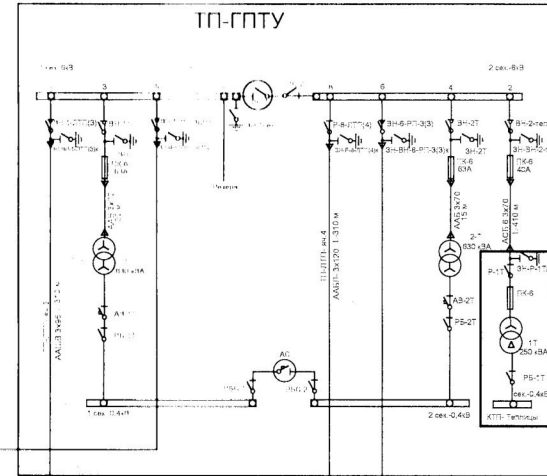
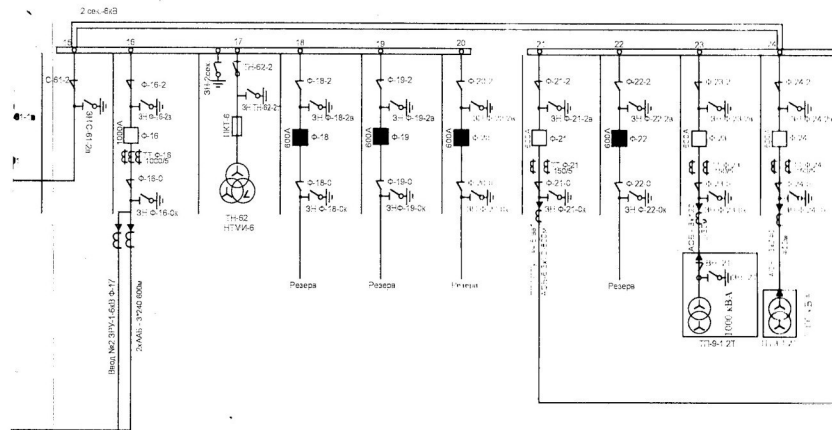
РП-1-6 кВ



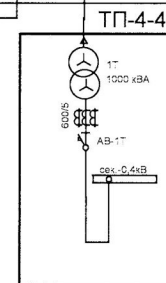
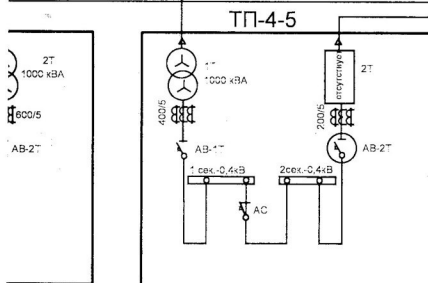
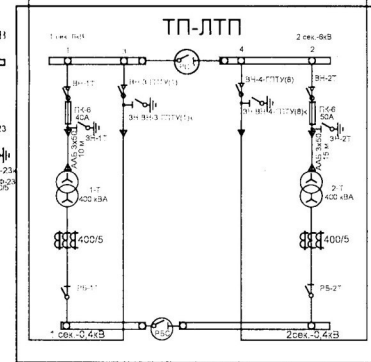
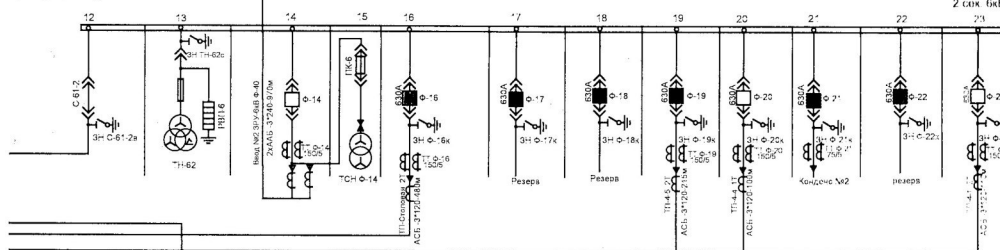
РП-1



РП-3



РП-4



Директор технічний



Затверджую:
Івашук Ф.С.

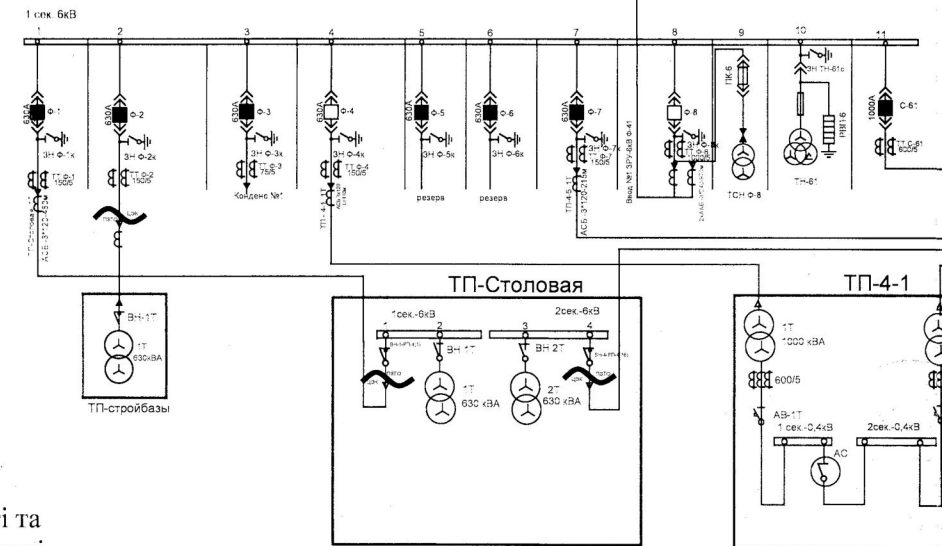
Посада
Нач. ВТВ
Нач. СРМ
Гол. інженер
Ст. майстер
Керівник ДГ

Підпис
Підпис
Підпис
Підпис
Підпис

ПС "ПЗТО", РП-1, РП-3, РП-4 мережа 6 кВ
Однолінійна схема
нормального режиму
станом на 01.01.2019р.

Літ.	Масса	Масштаб
Арк 1	Аркушів	1

Павлоградські РЕМ
Прат "ПЕЕМ"ЦЕК"

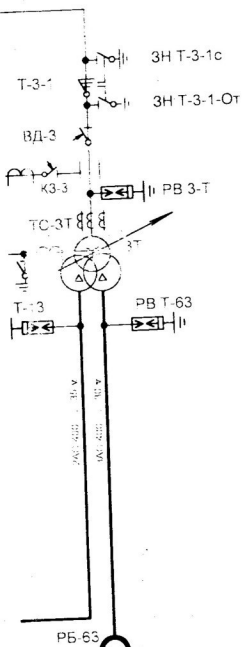


- межа балансової належності та

7

7/

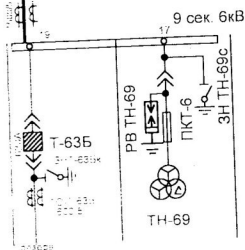
1



Т-3-1	Роз'єднувач РНД-(3)2-150/1000 150кВ, 1000А
ВД-3	ОД-150М (630) 150кВ 630А
КЗ-3	КЗ-220М 220кВ
РВ-3-Т	РВМГ -150М 150кВ
Т-3-Т	Вмонтовані трансформатори СТВМУ 200-300-400-600/5А
Т-3	Трансформатори силові ТРДН-5200/150-2/1 32000/16000/16000 кВА
Т-3-Н, РВ-Т-3-Н	30Н-110М РВМ-15 РВМ-20 РВМ-35
РВ-Т-13, РВ-Т-63	РВ-6

Умовні позначення:

- - межа балансової належності та експлуатаційної відповідальності
- - вимикач нормально включений
- ▨ - вимикач нормально відключений
- ⚡ - роз'єднувач нормально включений
- ⚡ - роз'єднувач нормально відключений



19	17
КРУ-2-6-20УЗ	КРУ-2-6-20УЗ
СТ-6	РВ-6
ВМ-3-15-830	ТН-69
СТ-10-400/5	ТН-69
РВ-63	ТН-69
резерв	

Директор технічний

Затверджую:
Іващук Ф.С.

Посада	П.І.Б.	Підпис
Нач. ОДС	Людська Є.С.	
Нач. СПС	Тяжємов С.К.	
Нач. ВТВ	Крюкова Т.М.	
Нач. ПвРЭС	Батурінець С.В.	
Креслив	Середінов Є.М.	

ПС 150/ 6/ 10 кВ "ПМЗ"

Однолінійна схема
нормального режиму
станом на 01.01.2018р.

Літ.	Масштаб	Масштаб
Арк 1	Аркушів 1	5
ПрАТ "ПЕЕМ"ЦЕК"		

Павлоградські РЕМ

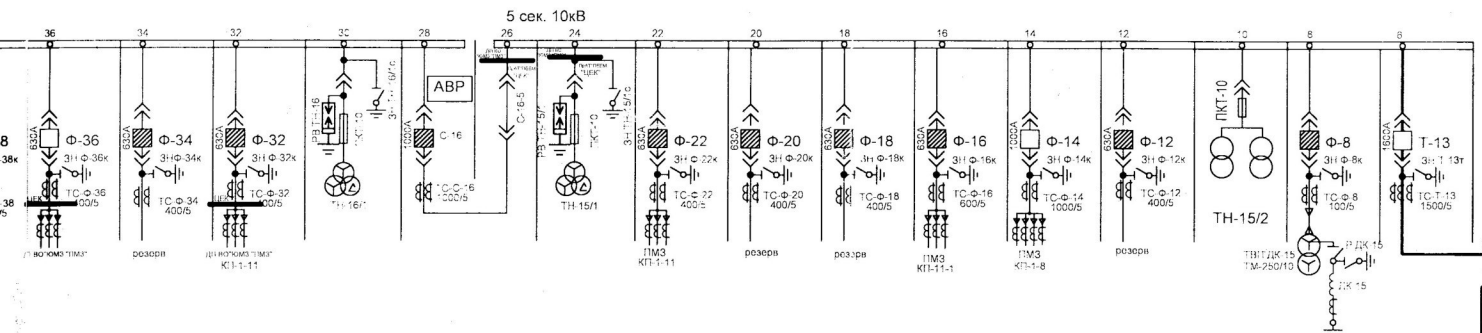
ВРП-150 кВ



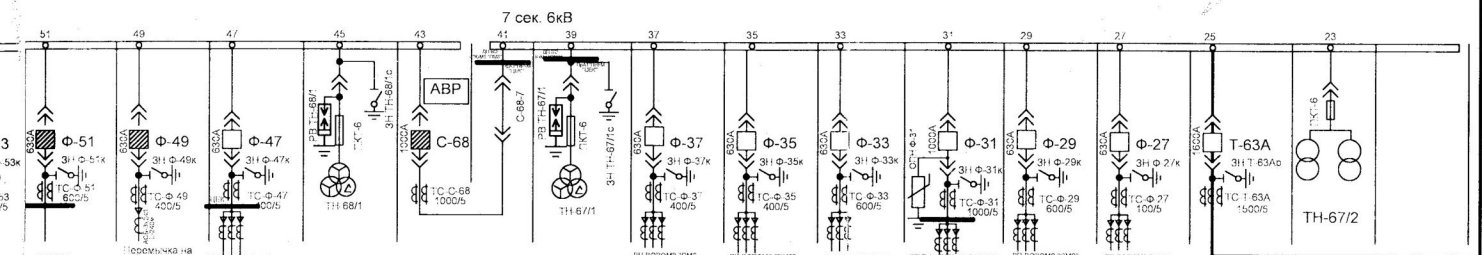
1 сск. 150 кБ

AC-120/19

3PΠ-2-6/ 10 кВ



36	34	32	30	28	26	24	22	20	18	16	14	12	10	8	6
КРУ-1-20-УЗ	КРУ-2-10-20-УЗ	КРУ-2-10-20-УЗ	КРУ-2-10-20-УЗ	КРУ-2-10-20-УЗ	КРУ-2-10-20-УЗ	КРУ-2-10-20-УЗ	КРУ-2-10-20-УЗ	КРУ-2-10-20-УЗ	КРУ-2-10-20-УЗ	КРУ-2-10-20-УЗ	КРУ-2-10-20-УЗ	КРУ-2-10-20-УЗ	КРУ-2-10-20-УЗ	КРУ-2-10-20-УЗ	КРУ-2-10-20-УЗ
ВМП-10 630 ПОВ-14 ТГОЛ-10 400/5	ВМП-10 630 ПОВ-14 ТГОЛ-10 400/5	ВМП-10 630 ПОВ-14 ТГОЛ-10 400/5	ВМП-10 630 ПОВ-14 ТГОЛ-10 400/5	ВМП-10 1000 ПОВ-14 ТГОЛ-10 1000/5	ВМП-10 630 ПОВ-14 ТГОЛ-10 400/5	ВМП-10 630 ПОВ-14 ТГОЛ-10 400/5	ВМП-10 630 ПОВ-14 ТГОЛ-10 400/5	ВМП-10 630 ПОВ-14 ТГОЛ-10 400/5	ВМП-10 1030 ПОВ-14 ТГОЛ-10 400/5	ВМП-10 630 ПОВ-14 ТГОЛ-10 400/5	ВМП-10 1000 ПОВ-14 ТГОЛ-10 1000/5	ВМП-10 630 ПОВ-14 ТГОЛ-10 400/5	ВМП-10 630 ПОВ-14 ТГОЛ-10 1000/5	ВМП-10 630 ПОВ-14 ТГОЛ-10 1000/5	ВМП-10 1600 ПОВ-14 ТГОЛ-10 1500/5
ЗКАС-1-3*240	ЗКАС-1-3*240	ЗКАС-1-3*240	ЗКАС-1-3*240	ЗКАС-1-3*240	ЗКАС-1-3*240	ЗКАС-1-3*240	ЗКАС-1-3*240	ЗКАС-1-3*240	ЗКАС-1-3*240	ЗКАС-1-3*240	ЗКАС-1-3*240	ЗКАС-1-3*240	ЗКАС-1-3*240	ЗКАС-1-3*240	ЗКАС-1-3*240
Ф-36 ДП ВОСКОМ-ТМБЗ	резерв	Ф-32 ДП-11-11 ДП ВОСКОМ-ТМБЗ	ТН-16/1	С-16	С-16-5 секция перемичка	ТН-15/1	Ф-22 ДП-11-11 ДП ВОСКОМ-ТМБЗ	резерв	резерв	Ф-16 ДП-11-11 ДП ВОСКОМ-ТМБЗ	Ф-14 ДП-11-8 ДП ВОСКОМ-ТМБЗ	резерв	ТН-15/2	ТВП ДК-15	Ввод Т-15
2		2					2			2					



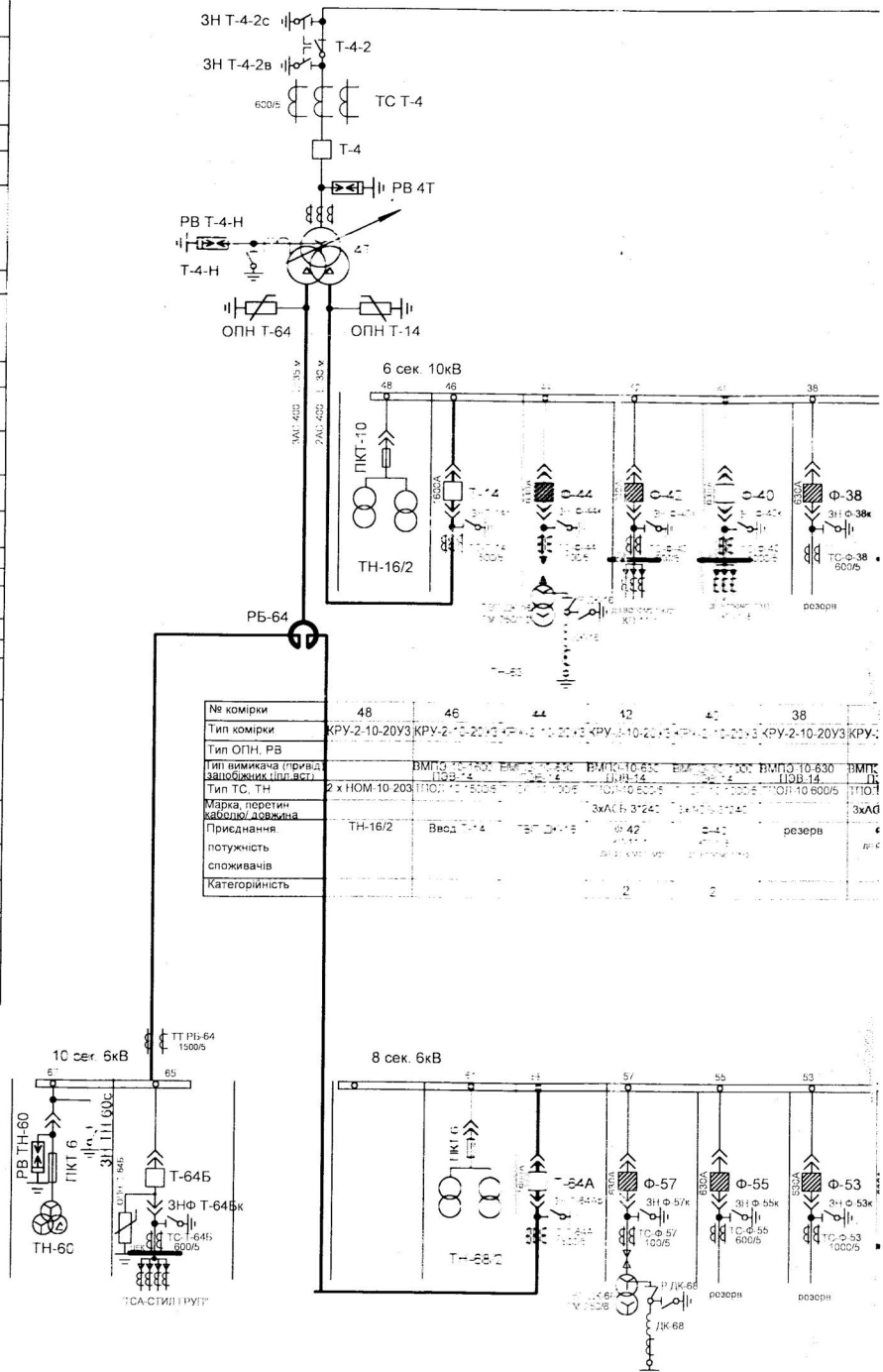
51	49	47	45	43	39	39	37	35	33	31	29	27	25	23
КР-2-6-20У3	КР-2-6-20У3	КР-2-6-20У3	КР-2-6-20У3	КР-2-6-20У3	КР-2-6-20У3	КР-2-6-20У3	КР-2-6-20У3	КР-2-6-20У3	КР-2-6-20У3	КР-2-6-20У3	КР-2-6-20У3	КР-2-6-20У3	КР-2-6-20У3	КР-2-6-20У3
			РВ-6			РВ-6				ОПН-РТ/ТЕL6				
ТО-10-630 ПОВ-14 ППО-10-600У5	ВМПО-10-630 ПОВ-14 ППО-10-600У5	ВМПО-10-630 ПОВ-14 ППО-10-600У5	НТМ-6	ВМПО-10-1000 ПОВ-14 ППО-10-1000У5		НТМ-6	ВМПО-10-630 ПОВ-14 ППО-10-600У5	ВМПО-10-630 ПОВ-14 ППО-10-600У5	ВМПО-10-630 ПОВ-14 ППО-10-600У5	ВМПО-10-630 ПОВ-14 ППО-10-600У5	ВМПО-10-630 ПОВ-14 ППО-10-600У5	ВМПО-10-630 ПОВ-14 ППО-10-600У5	ВМПО-10-1500 ПОВ-14 ППО-10-1500У5	2 x НТМ-6
АСБ-3*240 L 240М	АСБ-3*240	ЗАСАБ-3*240					ЗАСАБ-3*240	ЗАСАБ-3*240	ЗАСАБ-3*240	ЗАСАБ-3*240	ЗАСАБ-3*240	ЗАСАБ-3*240	ЗАСАБ-3*240	
резерв	Ф-47 перемичка до ЗРП-1 Ф-33	Ф-47 КП1-1-7 д/п ВОКУМС ТМБЗ	ТН-68/1	С-68	С-68-7 соединя перемичка	ТН-67/1	Ф-37 КП1-1-7 д/п ВОКУМС ТМБЗ	Ф-35 КП1-1-7 д/п ВОКУМС ТМБЗ	Ф-33 КП1-1-7 д/п ВОКУМС ТМБЗ	Ф-31 ТСА-Стел Групп	Ф-29 КП1-1-7 д/п ВОКУМС ТМБЗ	Ф-33 КП1-1-7 д/п ВОКУМС ТМБЗ	Ввод Т-63А	ТН-67/2
		2					2	2	2		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
PB-4T	PBMГ-150М 150кВ
ТС 4Т	Високовольтні трансформатори струму 200-300-400-600/5А
4Т	Трансформатори силові ТРДМ-32000/150-У1 32000/16000 16000 кВА 158х8х1,5/10,5/6,3 кВ
Т-4-Н, РВ Т-4-Н	30Н-110М РВМ-15
ОПН Т-64 ОПН Т-14	Обмежувач перенапруги ОПН-6,3 ОПН-10,5

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
Вимикач масляний ВМПЗ-6 630, 1600А
Вимикач вакуумний ВВ ТЕМ 2000F ОПН-РТ/ТЕЛ6
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
Трансформатор ТПЛ-6 50/5А

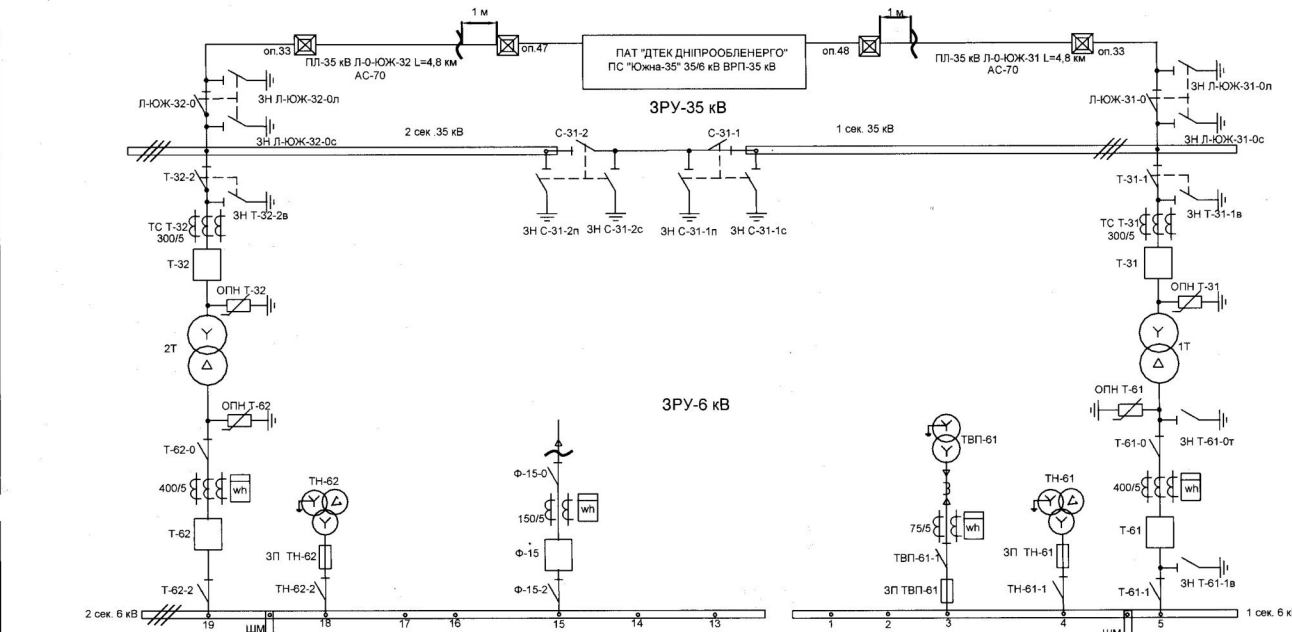


№ комірки	48	46	44	12	40	38
Тип комірки	КРВ-2-10-20У3	КРВ-2-10-20У3	КРВ-2-10-20У3	КРВ-2-10-20У3	КРВ-2-10-20У3	КРВ-2-10-20У3
Тип ОПН, РВ	ВМПЗ-10-630 НОМ-10	ВМПЗ-10-630 НОМ-10	ВМПЗ-10-630 НОМ-10	ВМПЗ-10-630 НОМ-10	ВМПЗ-10-630 НОМ-10	ВМПЗ-10-630 НОМ-10
Тип вимикача (привід, запобіжник (плав.)	ВМПЗ-10-630 НОМ-10	ВМПЗ-10-630 НОМ-10	ВМПЗ-10-630 НОМ-10	ВМПЗ-10-630 НОМ-10	ВМПЗ-10-630 НОМ-10	ВМПЗ-10-630 НОМ-10
Тип ТС, ТН	2 x НОМ-10 203	НОМ-10 600/5	НОМ-10 600/5	НОМ-10 600/5	НОМ-10 600/5	НОМ-10 600/5
Марка, перетин кабелю/двигуна	ТН-16/2	Ввод Т-4	ВВ Т-4	3хАСБ-3*240	3хАСБ-3*240	3хАСБ-3*240
Призначення	Ввод Т-4	ВВ Т-4	ВВ Т-4	резерв	резерв	резерв
Потужність споживачів						
Категорійність						

№ комірки	65
Тип комірки	КРВ-2-6-20У3
Тип ОПН, РВ	ОПН-РТ/ТЕЛ6
Тип вимикача (привід, запобіжник (плав.)	ВВ ТЕМ 2000F
Тип ТС, ТН	ТПОЛ-10 1500/5
Марка, перетин кабелю/двигуна	4хАСБ-3*240
Призначення, потужність споживачів	Ввод Т-64Б "ТСА-Стил Груп"
Категорійність	1

№ комірки	59	57	55	53
Тип комірки	КРВ-2-6-20У3	КРВ-2-6-20У3	КРВ-2-6-20У3	КРВ-2-6-20У3
Тип ОПН, РВ	ВМПЗ-10-630 НОМ-10	ВМПЗ-10-630 НОМ-10	ВМПЗ-10-630 НОМ-10	ВМПЗ-10-630 НОМ-10
Тип вимикача (привід, запобіжник (плав.)	ВМПЗ-10-630 НОМ-10	ВМПЗ-10-630 НОМ-10	ВМПЗ-10-630 НОМ-10	ВМПЗ-10-630 НОМ-10
Тип ТС, ТН	2 x НОМ-10 203	НОМ-10 600/5	НОМ-10 600/5	НОМ-10 600/5
Марка, перетин кабелю/двигуна	ВВ Т-4	ВВ Т-4	ВВ Т-4	ВВ Т-4
Призначення	Ввод Т-4	ВВ Т-4	резерв	резерв
Потужність споживачів				
Категорійність				

Диспетчерське найменування	Технічна характеристика обладнання
Л-ЮЖ-32	АС-70 L=4,8 км
Л-ЮЖ-31	АС-70 L=4,8 км
Л-ЮЖ-32-0	роз'єднувач РНДЗ-М1-2-35/1000 УХЛ1 з приводом ПРГ-05-25 УХЛ1
Л-ЮЖ-31-0	роз'єднувач РНДЗ-М1-2-35/1000 УХЛ1 з приводом ПРГ-05-25 УХЛ1
С-31-2	роз'єднувач РНДЗ-М1-2-35/1000 УХЛ1 з приводом ПРГ-05-25 УХЛ1
С-31-1	роз'єднувач РНДЗ-М1-2-35/1000 УХЛ1 з приводом ПРГ-05-25 УХЛ1
Т-32-2	роз'єднувач РНДЗ-М1-1-35/1000 УХЛ1 з приводом ПРГ-05-25 УХЛ1
Т-31-1	роз'єднувач РНДЗ-М1-1-35/1000 УХЛ1 з приводом ПРГ-05-25 УХЛ1
ТС Т-32	ТРО 70.11 300/5/5 А/А/А/А
ТС Т-31	ТРО 70.11 300/5/5 А/А/А/А
Т-32	Б54-П35-У1
Т-31	Б54-П35-У1
ОПН Т-32	ОПНн 35/41/10/550
ОПН Т-31	ОПНн 35/41/10/550
1Т	ТМН-4000/35-У1
2Т	ТМН-4000/35-У1



Номер комірки	19
Тип комірки	KCO-272
Тип роз'єднувача	PB-2/1000
Розрядник/ОПН	ОПН - КР/TEL
Тип вимикача(привід) запобіжника(ном.пл.вст.)	ВМГ-133/1000 привід:пружинно-гравітаційний АТВ УЛГП 1959 РМЗ "Латвенеерго"
Тип ТС/ЛН	ТПОЛ-6 У2 400/5
Тип ТВП	
Марка, перетин кабелю/довжина	
Приєднання/потужність споживачів	Вид 2Т
Категорійність	

18	17	16	15	14	13	1	2	3	4
KCO-272	KCO-272	KCO-272	KCO-272	KCO-272	KCO-272	KCO-272	KCO-272	KCO-272	KCO-272
PB-2/630	PB-2/630	PB-2/630	PB-2/630	PB-2/630	PB-2/630	PB-2/630	PB-2/630	PB-2/630	PB-2/630
ПКТ-6/2,5 А			ВМГ-133/1000 привід:пружинно-гравітаційний АТВ УЛГП 1959 РМЗ "Латвенеерго"				ПКТ-6/31,5 А	ПКТ-6/2,5 А	
HTMI-6-6 6000/100			ТПОЛ-10 У3 150/5				ТПОЛ-10 У3 75/5	HTMI-6-6 6000/100	
							TM 180/6		
ТН-62			АСБЛ 3х185 L=2120 м				ТВП-61	ТН-61	
			КП "Криворізьке тепломережа" Р _{ном} =2400 кВт, Р _{ном} =2000 кВт						

5
KCO-272
PB-2/1000
ОПН - КР/TEL
ВМГ-133/1000 привід:пружинно-гравітаційний АТВ УЛГП 1959 РМЗ "Латвенеерго"
ТПОЛ-6 У2 400/5
Вид 1Т

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

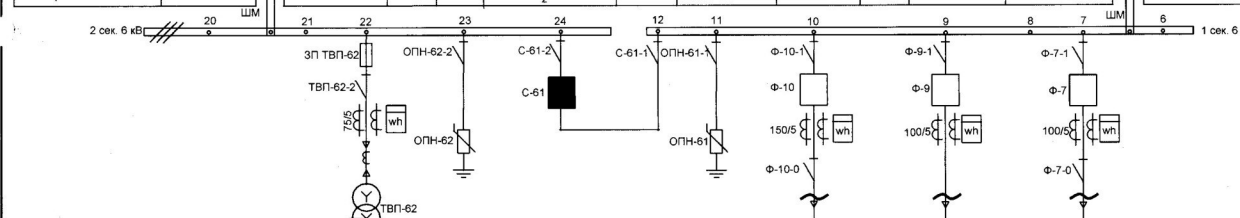
~ - межа балансової належності та експлуатаційної відповідальності

□ - вимикач нормально включений

■ - вимикач нормально відключений

⚡ - роз'єднувач нормально включений

⚡ - роз'єднувач нормально відключений



Номер комірки	20	21	22	23	24	12	11	10	9	8	7	6
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
Тип роз'єднувача	---	---	PB-2/630	PB-2/630	PB-2/1000	PB-2/1000	PB-2/630	PB-2/630 PB-2/630	PB-2/630	---	PB-2/630 PB-2/630	---
Розрядник/ОПН	---	---	---	ОПН-КР/TEL	---	---	ОПН-КР/TEL	---	---	---	---	---
Тип вимикача(привід) запобіжника(ном.пл.вст.)	---	---	ПКТ-6/31,5 А	---	ВМГ-133/1000 привід: пружинно-гравітаційний АТВ УЛГП 1959 РМЗ "Латвенеерго"	---	---	ВМГ-133/1000 привід: пружинно-гравітаційний АТВ УЛГП 1959 РМЗ "Латвенеерго"	ВМГ-133/1000 привід: пружинно-гравітаційний АТВ УЛГП 1959 РМЗ "Латвенеерго"	---	ВМГ-133/1000 привід: пружинно-гравітаційний АТВ УЛГП 1959 РМЗ "Латвенеерго"	---
Тип ТС/ЛН	---	---	ТПОЛ-10 У3 75/5	---	---	---	---	ТПОЛ-10 У3 150/5	ТПОЛ-10 У3 100/5	---	ТПОЛ-10 У3 100/5	---
Тип ТВП	---	---	ТМ 180/6	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Марка, перетин кабелю/довжина	---	---	---	---	---	---	---	АСБл 3х185 L=2120 м	---	---	---	---
Приєднання/ потужність споживачів	---	---	---	---	---	---	---	КП "Криворізьке тепломережа" Р _{ном} =2400 кВт, Р _{ном} =2000 кВт	ПАТ "ДТЕК ДНПРОБЕНЕРГО" с Рудення	---	ПАТ "ДТЕК ДНПРОБЕНЕРГО" с Рудення	---
Категорійність	---	---	---	---	---	---	---	2	3	---	---	---

Затверджую:
Директор технічний



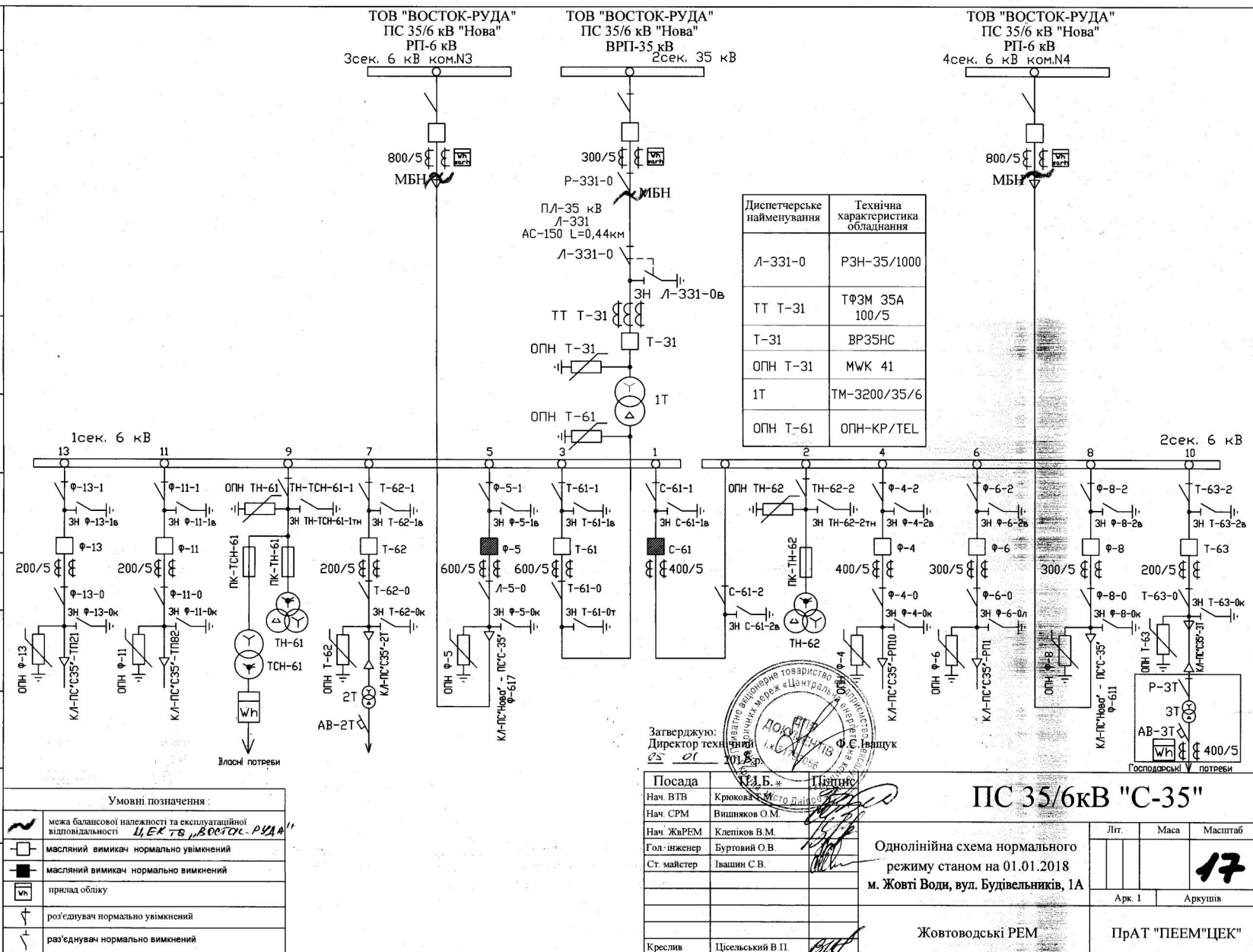
Ф.С. Іващук

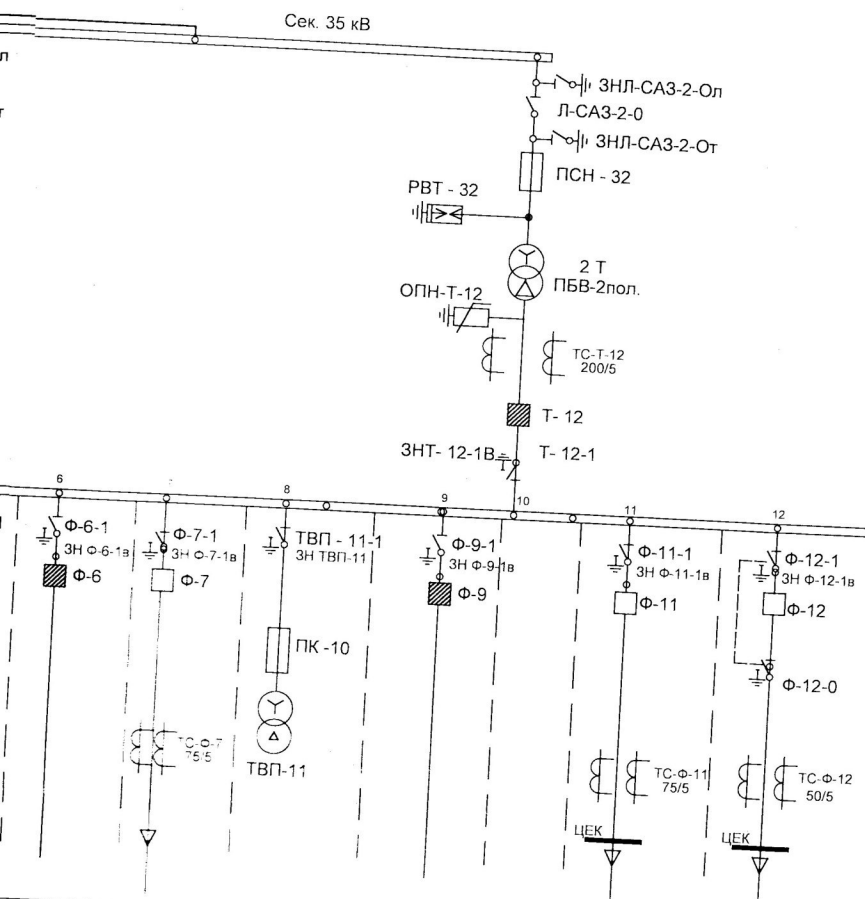
" 03 " 09 2019 р.

Посада	П.І.Б.	Підпис
Нач. ВТВ	Крокова Т.М.	
Нач. ОДС	Людська Є.С.	
Нач. СПС	Тяжков О.К.	
Заст.нач.КРЕМ	Остапенко М.І.	
Нач.дільниці ін.	Черепанов В.Й.	
Креслев	Максюта Н.В.	

ПС 35/6 кВ "Рахманово"			
Однолінійна схема нормального режиму станом на 01.01.2019р. Центрально-міський район с.Руднічне	Літ.	Маса	Масштаб
			24
	Арк.5	Аркуш 74	
Дільниця Інгулецька Криворізьких 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	PВФ3-10/1000 ВВ/TEL-10-20/1000 ТОЛ-10 600/5 (0,5/10P) РВ3-10/1000
5		Ф-5-1 Ф-5	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 3х120 L=2х1300
7		T-62-1 T-62	PВФ3-10/630 ВВ/TEL-10-20/630 ТОЛ-10 200/5 (0,5S/10P) РВ3-10/630 КР/TEL-6/6,6 СБ 3х50
9		ТН-ТСН-61-1 ОПН ТН-61 ПК-ТСН-61 ПК-ТН-61 ТН-61 ТСН-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	PВФ3-10/630 ВВ/TEL-10-20/630 ТОЛ-10 200/5 (0,5/10P) РВ3-10/630 КР/TEL-6/6,6 СБ 3х70 L=253 м
13		Ф-13-1 Ф-13	PВФ3-10/630 ВВ/TEL-10-20/630 ТОЛ-10 200/5 (0,5/10P) РВ3-10/630 КР/TEL-6/6,6 СБ 3х50 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 УЗ НАМИ-6
4		Ф-4-2 Ф-4	PВФ3-10/630 ВВ/TEL-10-20/630 ТОЛ-10 400/5 (0,5/10P) РВ3-10/630 КР/TEL-6/6,6 СБ-3х185 L=1580м
6		Ф-6-2 Ф-6	PВФ3-10/630 ВВ/TEL-10-20/630 ТОЛ-10 300/5 (0,5/10P) РВ3-10/630 КР/TEL-6/6,6 Lліній=7450 м
8		Ф-8-2 Ф-8	PВФ3-10/630 ВВ/TEL-10-20/630 ТОЛ-10 300/5 (0,5/10P) РВ3-10/630 КР/TEL-6/6,6 АСБ-3х150 L=400м
10		T-63-2 T-63	PВФ3-10/630 ВВ/TEL-10-20/630 ТОЛ-10 200/5 (0,5S/10P) РВ3-10/630 КР/TEL-6/6,6 ААВ 3х35 РВ3-10/630 ТМ-250





Л-СА3-1-0	РЛНД-2-35/600
Л-СА3-2-0	з приводом ПР-2
ПРН - 31	ПРН - 35
ПРН - 32	I пл. = 100А
1Т	1Т, ТМН-2500
2Т	2Т, ТМ-2500
ОПН-Т-11	ОПН-10
ОПН-Т-12	

6	7	8	9	10	11	12
КВГН	КВГН	КВГН	КВГН	КВГН	КВГН	КВГН
РВ-10	РВ-10	РВ-10	РВ-10	РВ-10	РВ-10	РВ-10
ВМБ-10 (ПС-10)	ВМБ-10 (ПС-10)	ПК-10 (25А)	ВМБ-10 (ПС-10)	ВМБ-10/400 (ПС-10)	ВМБ-133 (ПС-10)	ВМБ-10 (ПРБА)
ТМ-25/10	ТМ-25/10	ТМ-25/10	ТМ-25/10	ТМ-25/10	ТМ-25/10	ТМ-25/10
Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв
ААБ-10 3 x 120	ААБ-10 3 x 120	ААБ-10 3 x 120	ААБ-10 3 x 120	ААБ-10 3 x 50	ААБ-10 3 x 50	ААБ-10 3 x 50
Р-10	Р-10	Р-10	Р-10	Р-10	Р-10	Р-10
3	3	3	3	3	3	3

Посада	П.І.Б.	Підпис
Нач. ВТВ	Крюкова Т.М.	
Нач. ОДС	Людська Є.С.	
Нач. СПС	Тяжємов О.К.	
Гол. Інженер	Сачко О.Г.	
Ст. майстер	Качапа О.Г.	
Карівник ОДГ	Середінов Є.М.	
Креслив	Середінов Є.М.	

ПС 35/ 10 кВ "СА3"

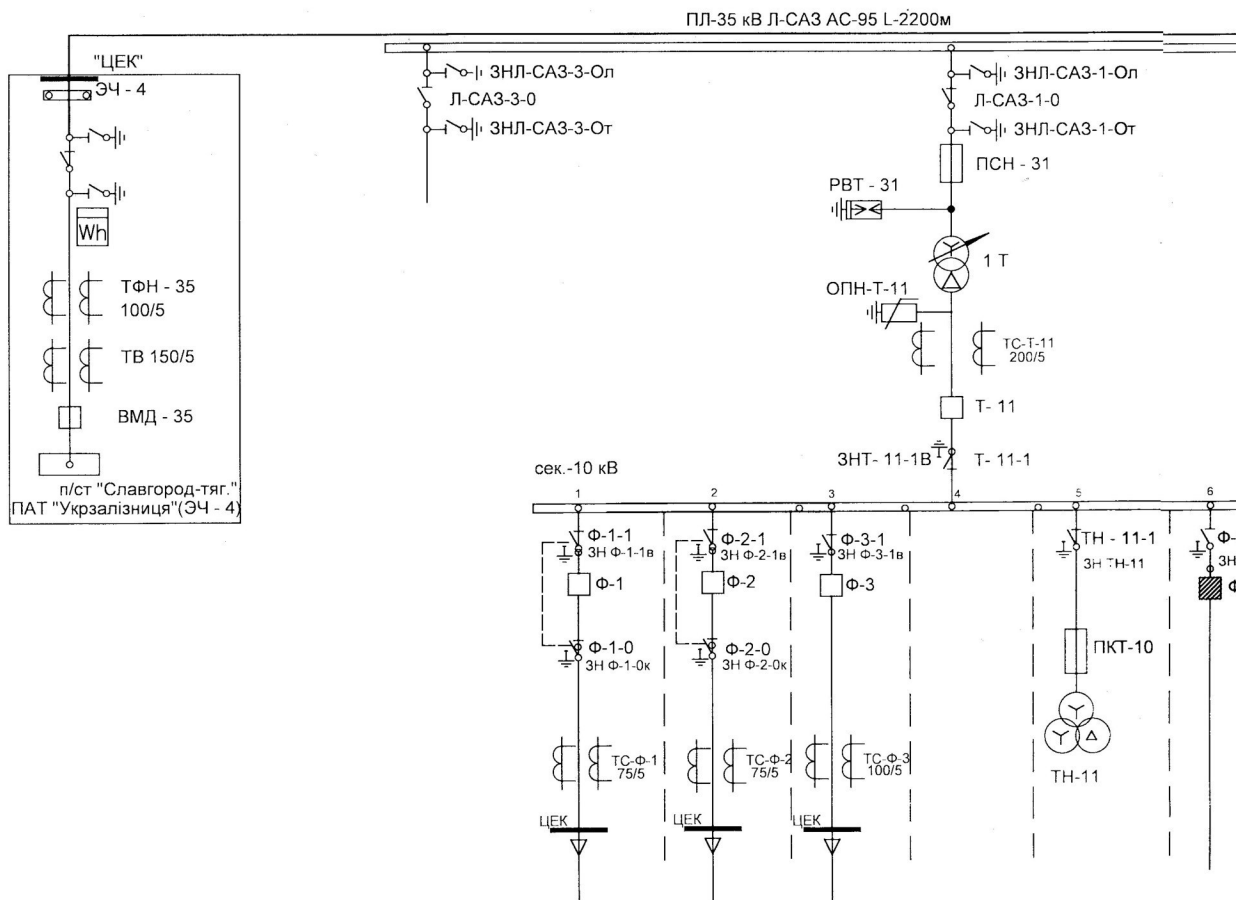
Однолінійна схема
нормального режиму
станом на 01.01.2019р.

Павлоградські РЕМ

Літ.	Масштаб	Масштаб
Арк 1	Аркушів 1	
ПрАТ "ПЕЕМ"ЦЕК"		

Затверджую:
Івашук Ф.С.

"03" 01 2019р.



№ комірки	1	2	3	4	5	6
Тип комірки	КВГН	КВГН	КВГН	КВГН	КВГН	КВГН
Тип роз'єдновача	РВ-10	РВ-10	РВ-10	РВ-10	РВ-10	РВ-10
Тип вимикача (прилад) запобіжних (плавких)	ВМГ-133 (ПРБА)	ВМГ-133 (ПРБА)	ВМБ-10 (ПРБА)	ВМБ-10/400 (ПС-10)	ПКТ-10 (25А)	ВМБ-10 (ПС-10)
Тип ТС, ТН	ТПЛУ-10 (75/5)	ТПЛУ-10 (75/5)	ТПЛУ-10 (75/5)	ТПЛУ-10 (200/5)	НТМ-10	
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			
Прислання, потужність споживачів	Ф-1 Л-59 Сін РЕМ ПАТ "ДТЕК"ДООЕ"	Ф-2 Л-58 Сін РЕМ ПАТ "ДТЕК"ДООЕ"	Ф-3 ТП-1 ВАР "СА3" Р - кВт	Ввод-1 Т-11	ТН-11	Резерв
Категорійність	3	3	3			

Умовні позначення:

— - межа балансової належності та експлуатаційної відповідальності

□ - вимикач нормально включений

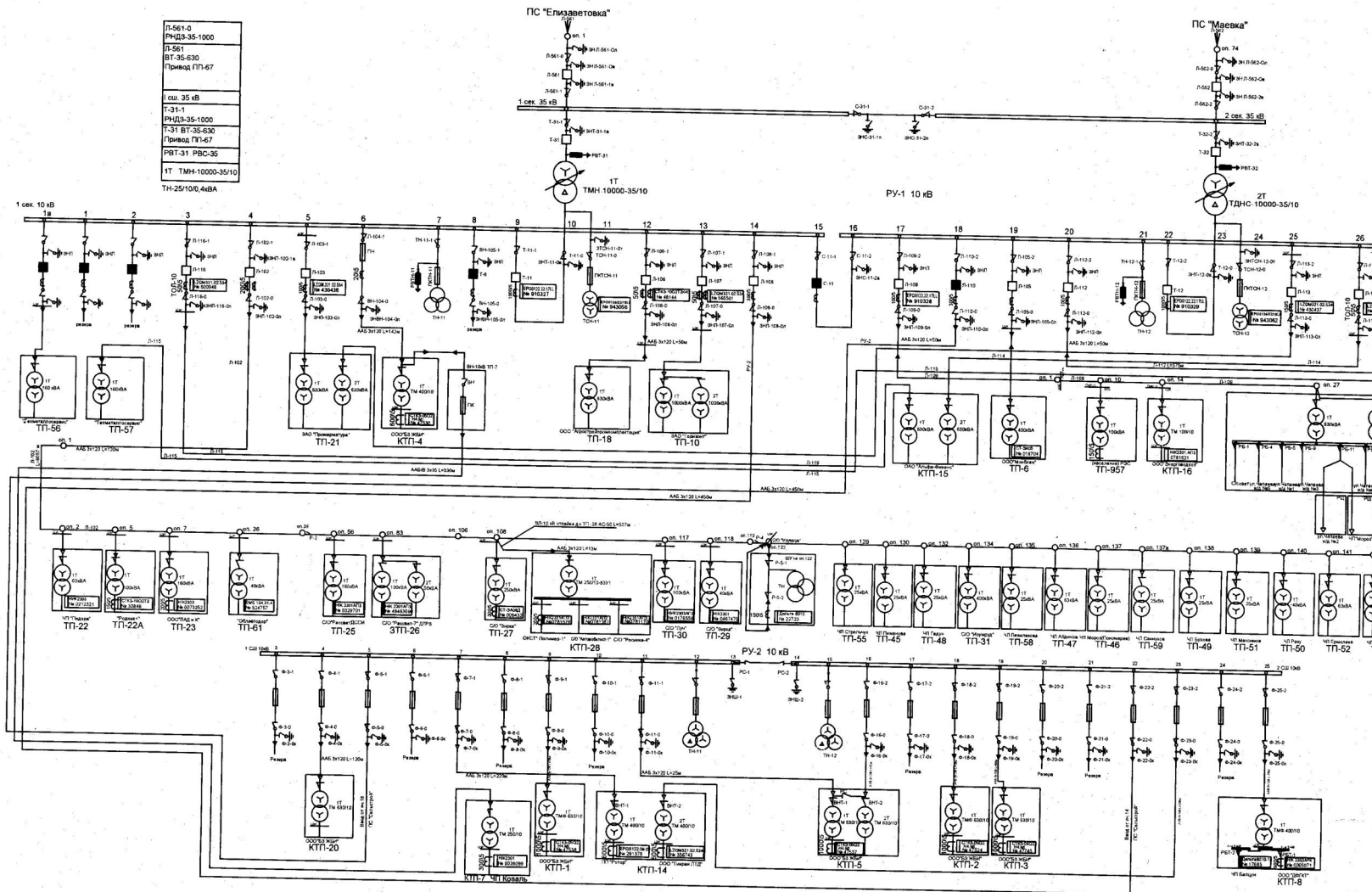
▨ - вимикач нормально відключений

⚡ - роз'єднувач нормально включений

⚡ - роз'єднувач нормально відключений

Директор ТЕХНІЧНИЙ

Л-561-0
РЧДЗ-35-1000
Л-561
ВТ-35-630
Привод ПП-67
1 кВ 35 кВ
Т-31-1
РЧДЗ-35-1000
Т-31 ВТ-35-630
Привод ПП-67
РВТ-31 РВС-35
1Т ТМН-10000-35/10
ТН-25/10/0,4кВ



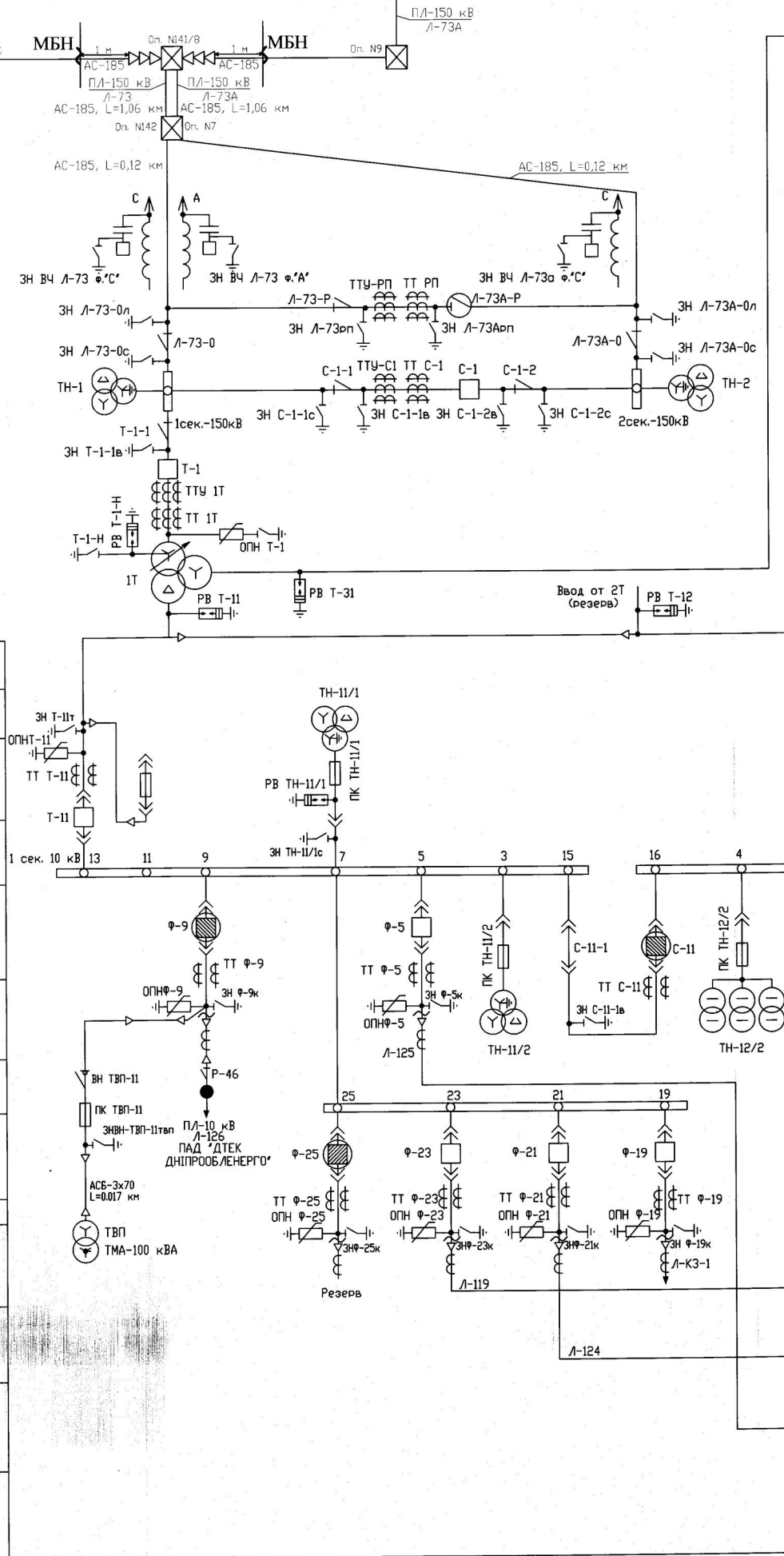
ПАТ "ДТЕК ДНІПРОБЛЕНЕРГО"

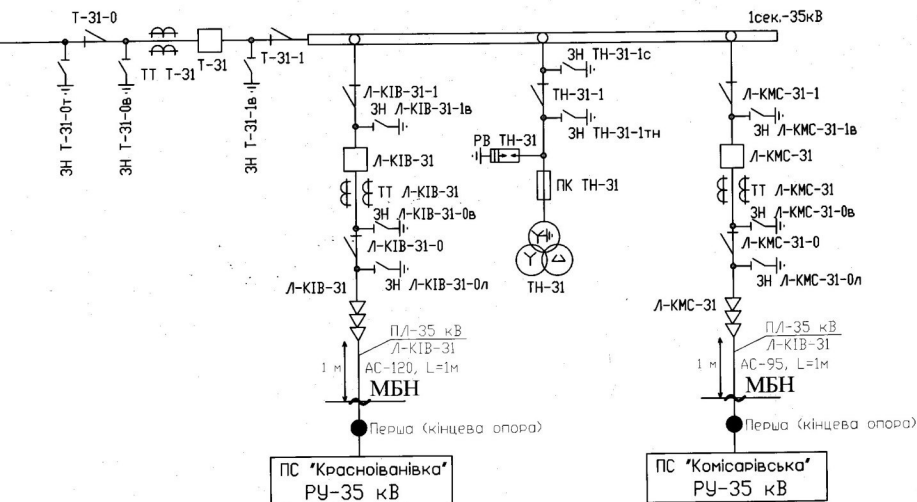
ДНІПРОВСЬКА ЕС

ПС "Северно-150"
РУ-150 кВПС "ВДГМК 330"
РУ-150 кВ

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
	ППРК-1400
	НКФ 220-58 У1 (150/3)/(0,1/√3)/0,1кВ
Т-1-1	РНД3.1б-150/1000
	ЛТВ-170Д1/В
	привод BLK-222
ТТУ 1Т	ТФЗМ-150А 600/5
ТТ 1Т	
ОПН Т-1	ОПН-150
	ТДТН-16000/150
	УН-158/38,5/11,0
	Ін-58,47/240/840
РВ Т-1-Н	РВС-35
РВ Т-11	РВО-10

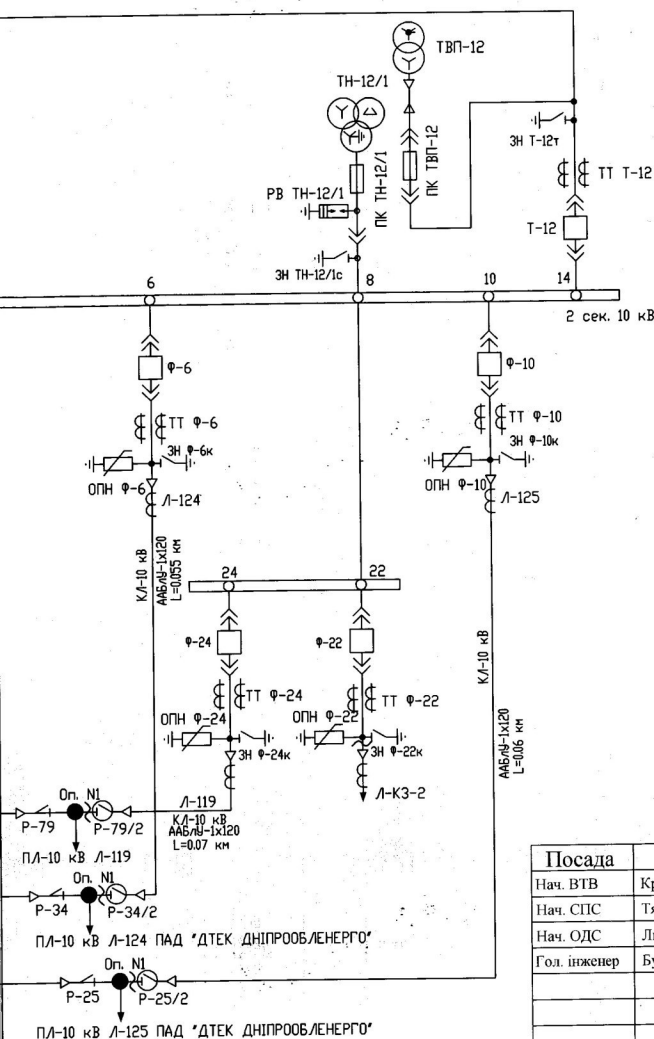
№ ком.	Тип комірки	Диспетчерське найменування	Технічна характеристика обладнання
3		ПК ТП-11/2 ТН-11/2	ПКТ-10 НТМИ-10
		Ф-5 ТТ Ф-5 ОПН Ф-5	ВБСК-10 ТОЛ-10 100/5 ОПН-КР/ТЕЛ-10/11,5 ТЗ/М-10
7		РВ ТН-11/1 ПК ТН-11/1 ТН-11/1	РВО-10 ПКТ-10 3х3НОЛ/0,6-10
9		Ф-9 ТТ Ф-9 ОПН Ф-9	ВБСК-10 ТОЛ-10 100/5 ОПН-КР/ТЕЛ-10/11,5 ТЗ/М-10 АСБ-3х70 L=6м
	КСО-366	ВН ТВП-11 ПК ТВП-11 ТВП-11	ВНП-10/400 ПК-10/20 АСБ-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/ТЕЛ-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/ТЕЛ-10/11,5 ТЗ/М-10
21		Ф-21 ТТ Ф-21 ОПН Ф-21	ВБСК-10 ТОЛ-10 150/5 ОПН-КР/ТЕЛ-10/11,5 ТЗ/М-10
23		Ф-23 ТТ Ф-23 ОПН Ф-23	ВБСК-10 ТОЛ-10 150/5 ОПН-КР/ТЕЛ-10/11,5 ТЗ/М-10
25 резерв		Ф-25 ТТ Ф-25 ОПН Ф-25	ВБСК-10 ТОЛ-10 150/5 ОПН-КР/ТЕЛ-10/11,5 ТЗ/М-10





ПАТ "ДТЕК ДНПРООБЛЕНЕРГО" ПАТ "ДТЕК ДНПРООБЛЕНЕРГО"

Диспетчерське найменування	Технічна характеристика обладнання
Т-31-0 ТТ Т-31 Т-31 Т-31-1	Р/НДЗ-2-35/1000 ТФЗМ-35А 600/5 С-35-1000 Р/НДЗ-1-35/1000
Л-КІВ-31-1 Л-КІВ-31 ТТ Л-КІВ-31 Л-КІВ-31-0 Л-КІВ-31-0л	Р/НДЗ-1-35/1000 С-35-630 ТФЗМ-35А, 200/5 Р/НДЗ-2-35/1000
ТН-31-1 РВ ТН-31 ТН-31	Р/НДЗ-2-35/1000 РВС-35 НАМИ-35
Л-КМС-31-1 Л-КМС-31 ТТ Л-КМС-31 Л-КМС-31-0	Р/НДЗ-1-35/1000 С-35-630 ТФЗМ-35А, 200/5 Р/НДЗ-2-35/1000



№ шафи	Тип коміртки	Диспетчерське найменування	Технічна характеристика обладнання
4		ТН-12/2 ПК ТН-12/2	3хЗНО Л06-10 ПКТ-10
6		Ф-6 ТТ Ф-6 ОПН Ф-6	ВБСК-10 ТО Л-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 3хЗНО Л06-10
10		Ф-10 ТТ Ф-10 ОПН Ф-10	ВБСК-10 ТО Л-10 150/5 ОПН-КР/TEL-10/11,5 ТЗ/М-10
12		ПК ТН-12 ТН-12	ПК-10/31,5 ТМ-100/10
14		Т-12 ТТ Т-12	ВБСК-10 ТО Л-10 1000/5 ТЗ/М-10
16		С-11 ТТ С-11	ВБСК-10 ТО Л-10 1000/5
22		Ф-22 ТТ Ф-22 ОПН Ф-22	ВБСК-10 ТО Л-10 100/5 ОПН-КР/TEL-10/11,5 ТЗ/М-10
24		Ф-24 ТТ Ф-24 ОПН Ф-24	ВБСК-10 ТО Л-10 150/5 ОПН-КР/TEL-10/11,5 ТЗ/М-10

Затверджую: Директор підприємства Ф.С.Івашук

Посада	П.І.Б.	Підпис
Нач. БТВ	Крюкова Т.М.	
Нач. СПС	Тяжємов О.К.	
Нач. ОДС	Люлька Е.С.	
Гол. інженер	Бурговий О.В.	
Креслив	Цісельський В.П.	

ПС-150/35/10 кВ "Силова"






Однолінійна схема нормального режиму станом на 01.01.2018
вул. Робоча, 2 м.П'ятихатки

Жовтоводські РЕМ


Літ.			Маса		Масштаб	
					7	
Арк. 1			Аркунів			
ПРАТ "ПЕЕМ"ЦЕК"						

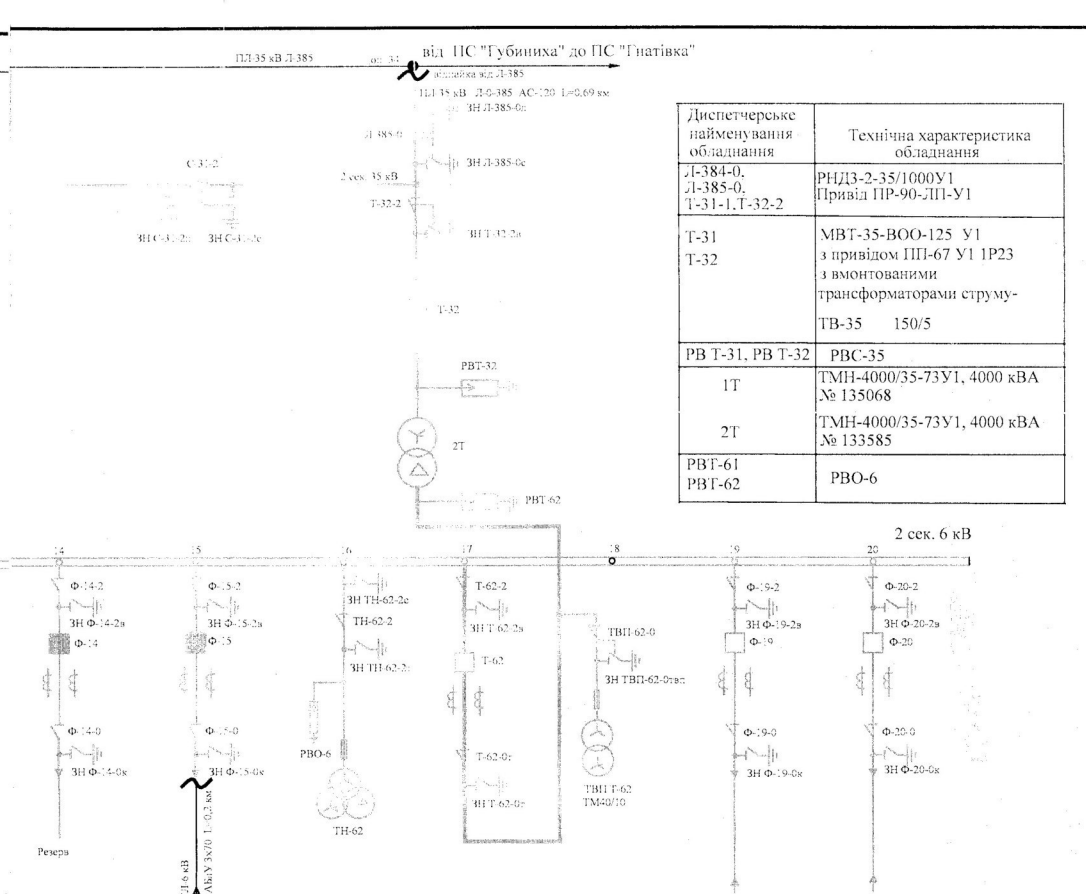
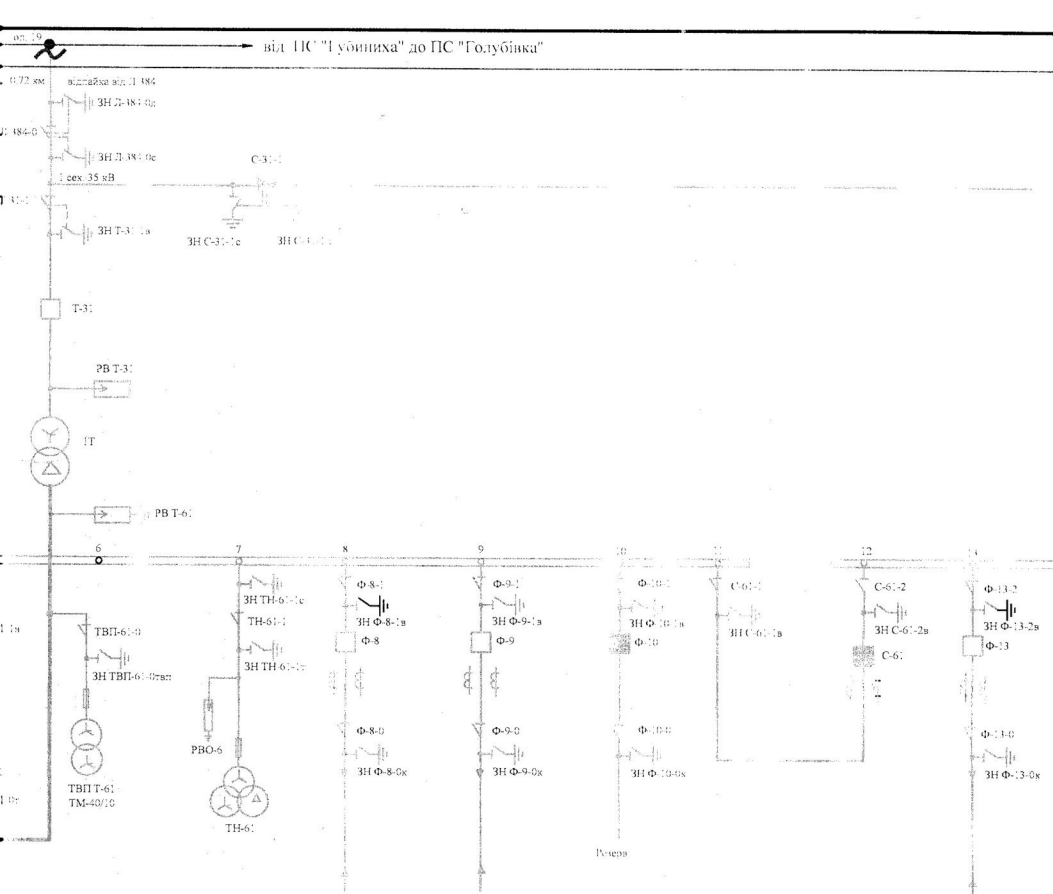
[illegible]

Умовні позначення:

-  - усема балансової надійності та експлуатаційної відповідальності;
-  - вилучачч нормально включений;
-  - вилучачч нормально відключений;
-  - розв'язувачч нормально включений;
-  - розв'язувачч нормально відключений;

Загваржлуул: ДЛЯ ДОКУМЕНТОВ
Директор «БАНКИ» О.О. Валу

Полоса	П.П.Б.		ПС-35/6 кВт "Стричка"					
"из-под"	Левченко С.Х.		Однорядная схема нормального режима станова на 01.01.09. г. Уланована, вул. "Промислова"	<table border="1"> <tr> <th>Year</th> <th>Maximal</th> </tr> <tr> <td></td> <td></td> </tr> </table>	Year	Maximal		
Year	Maximal							
"из-под"	Мустафа В.О.			<table border="1"> <tr> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> </tr> </table>				
"из-под"	Госова У.	<table border="1"> <tr> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> </tr> </table>						
"из-под"	Шейко Д.Т.	<table border="1"> <tr> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> </tr> </table>						
Ковалев Леонид А.В.			ОМС	Ростовская обл. "СВ"				



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-ЛП-У1
Т-31 Т-32	МВТ-35-ВОО-125 У1 з привідом ПП-67 У1 1Р23 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	РВО-6

	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
У1	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
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
1	--	--	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
0 400/5	ТМ-40	НТМИ-6	ТЛЛ-10 300/5	ТЛЛ-10 150/5	--	--	ТЛЛ-10 150/5	ТЛЛ-10 150/5	ТЛЛ-10 150/5	ТЛЛ-10 150/5	НТМИ-6	ТЛЛ-10 400/5	ТМ-40	ТЛЛ-10 150/5	ТЛЛ-10 300/5
--	--	РВО-6	--	--	--	--	--	--	--	--	РВО-6	--	--	--	--
--	--	--	Л-10а 2хААБзУ 3х120 L=2х0,3 км	Л-13 ААБзУ 3х70 L=1,7 км	--	--	--	Л-11 ААБзУ 3х120 L=0,6968 км	--	--	--	--	--	Л-13а ААБзУ 3х70 L=1,7 км	Л-10 2хААБзУ 3х120 L=2х0,3 км
--	--	--	ТОВ "Губ. изв. завод" Р=1225 кВт	--	--	--	--	--	ТОВ "Губ. изв. завод" Р=149 кВт	--	--	--	--	--	ТОВ "Губ. изв. завод" Р=1225 кВт
--	--	--	II	--	--	--	--	--	II	--	--	--	--	--	II

Затверджую:
Директор технічний
"ОЛ" 01 2019р.
Ф.С.Івашук

Посада	П.І.Б.	Підпис	П.С. "ЦЗ" 35/6 кВ	Лист	Маса	Масштаб
Начальник ВТБ	Крюкова Т.М.					
Начальник ОДС	Лютська Є.С.					
Начальник СПС	Ткаченко О.К.					
Голов. інж. ПАРЕМ	Сенко О.Г.					
Кер. ОДІ ПАРЕМ	Середюк С.М.					
Начальник ГВ	Кучеренко Л.М.					
Кресла	Власенко О.М.					

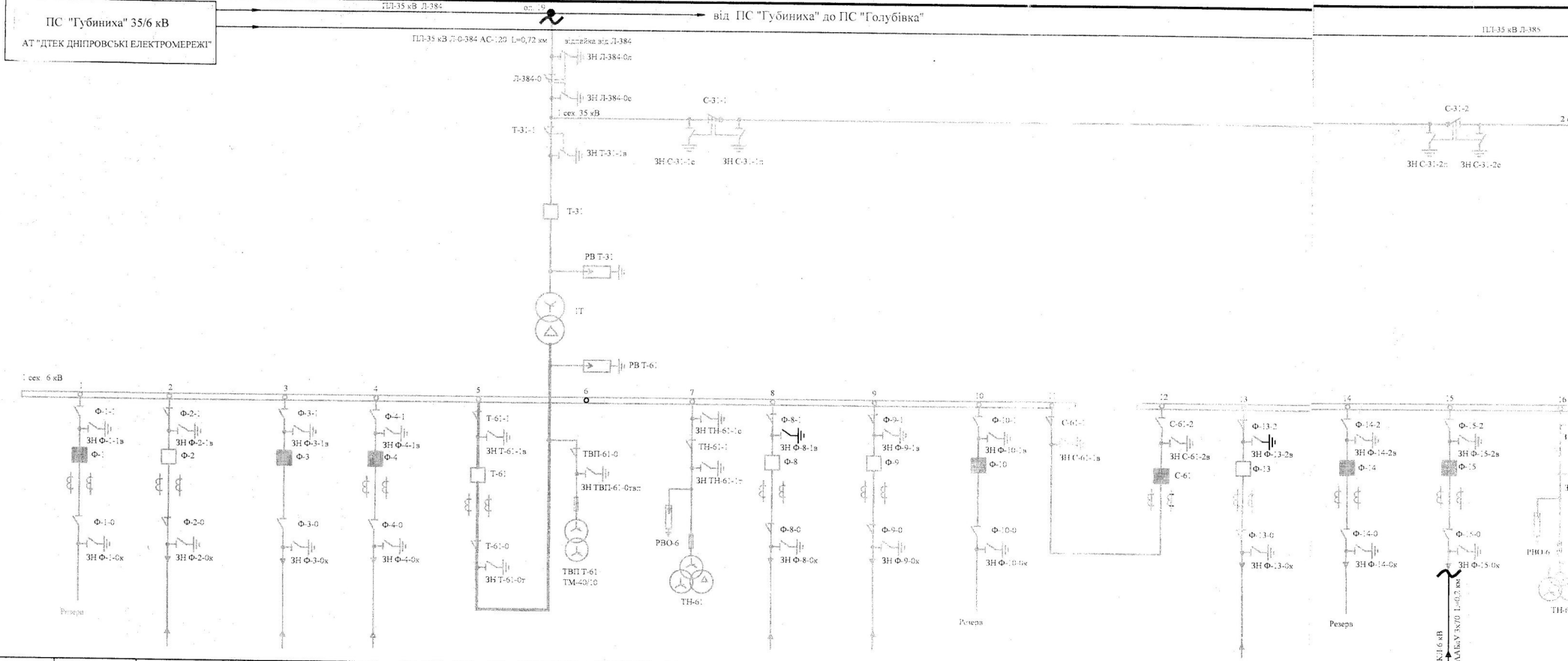
Однолінійна схема нормального режиму станом на 01.01.2019 смт. Губиниха-1

Арк. 11
Архив

Дільниця Гвардійська
Павлоградських РЕМ

ПРАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"

ПС "Губиниха" 35/6 кВ
АТ "ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ"



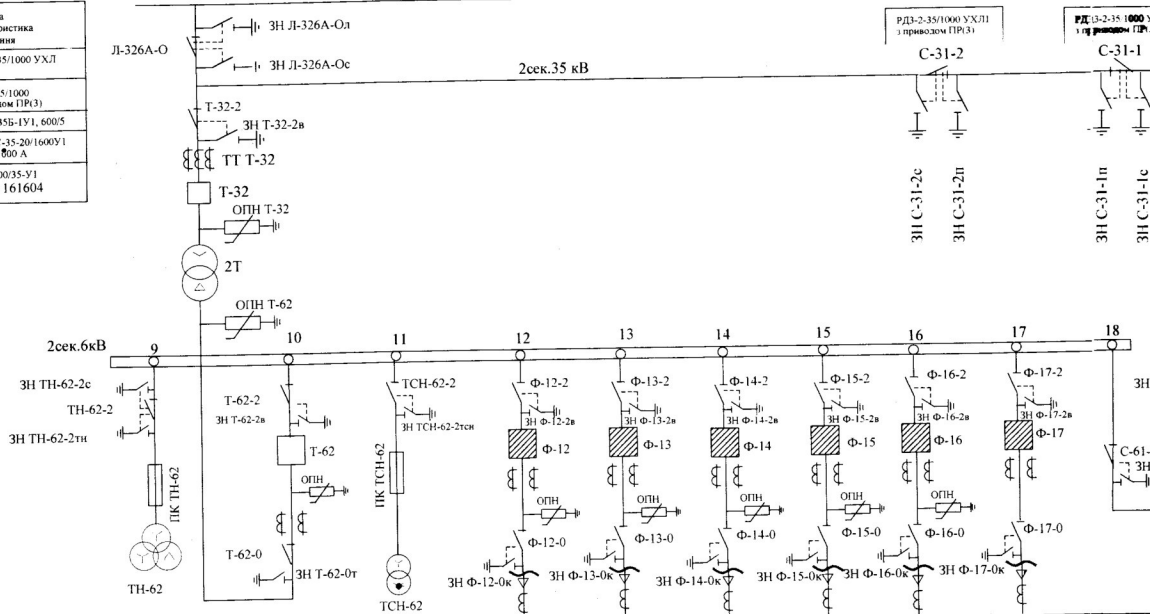
Номер комірки	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Тип комірки	КРН-10У1	КРН-10У1	КРН-10У1	КРН-10У1	КРН-10У1	КРН-10У1	КРН-10У1	КРН-10У1	КРН-10У1	КРН-10У1	КРН-10У1	КРН-10У1	КРН-10У1	КРН-10У1	КРН-10У1	КРН-10У1
Тип роз'єднувача	РВЗ-10	РВЗ-10	РВЗ-10	РВЗ-10	РВЗ-10	РВЗ-10	РВЗ-10	РВЗ-10	РВЗ-10	РВЗ-10	РВЗ-10	РВЗ-10	РВЗ-10	РВЗ-10	РВЗ-10	РВЗ-10
Тип вимикача(привід)/запобіжник (1 ном,пл,вст.)	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/ТВП	ТПЛ-10 150/5	ТПЛ-10 150/5	--	ТПЛ-10 150/5	ТПЛ-10 400/5	ТМ-40	НТМИ-6	ТПЛ-10 300/5	ТПЛ-10 150/5	--	--	--	ТПЛ-10 150/5	ТПЛ-10 150/5	ТПЛ-10 150/5	НТМИ-6
Тип ОПН/Розрядника	--	--	--	--	--	--	РВО-6	--	--	--	--	--	--	--	--	РВО-6
Марка,перетин кабелю/проводу/довжина	--	Л-17 ААБл-10 3х95 L=0,55 км	Л-12 ААБлУ 3х70 L=0,5 км	Л-15 ААБлУ 3х70 L=0,6 км	--	--	--	Л-10а 2хААБлУ 3х120 L=2х0,3 км	Л-13 ААБлУ 3х70 L=1,7 км	--	--	--	Л-11 ААБл10 3х120 L=0,6968 км	--	--	--
Приєднання/потужність споживачів	--	смт. Губиниха-1 ГРЕМ "РАТ" "ПРЕМ "ДЕК"	--	--	--	--	--	ТОВ "Губ. изв. завод" P=1225 кВт	--	--	--	--	--	--	ТОВ "Губ. изв. завод" P=149 кВт	--
Категорійність	--	--	--	--	--	--	--	II	--	--	--	--	--	--	II	--

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

- ~ - межа балансової належності та експлуатаційної відповідальності
- - вимикач нормально включений
- - вимикач нормально відключений
- /— - роз'єднувач нормально включений
- /— - роз'єднувач нормально відключений

Диспетчерське найменування	Технічна характеристика обладнання
Л-326А-О	РДЗ-2-35/1000 УХЛ ПР(3)
Т-32-2	РДЗ-1-35/1000 з приводом ПР(3)
ТТ Т-32	ТФЗМ-35Б-ІУ1, 600/5
Т-32	ВР 35НС-35-20/1600У1 20 кА, 1600 А
2Т	ТМН-2500/35-У1 зав. № 161604

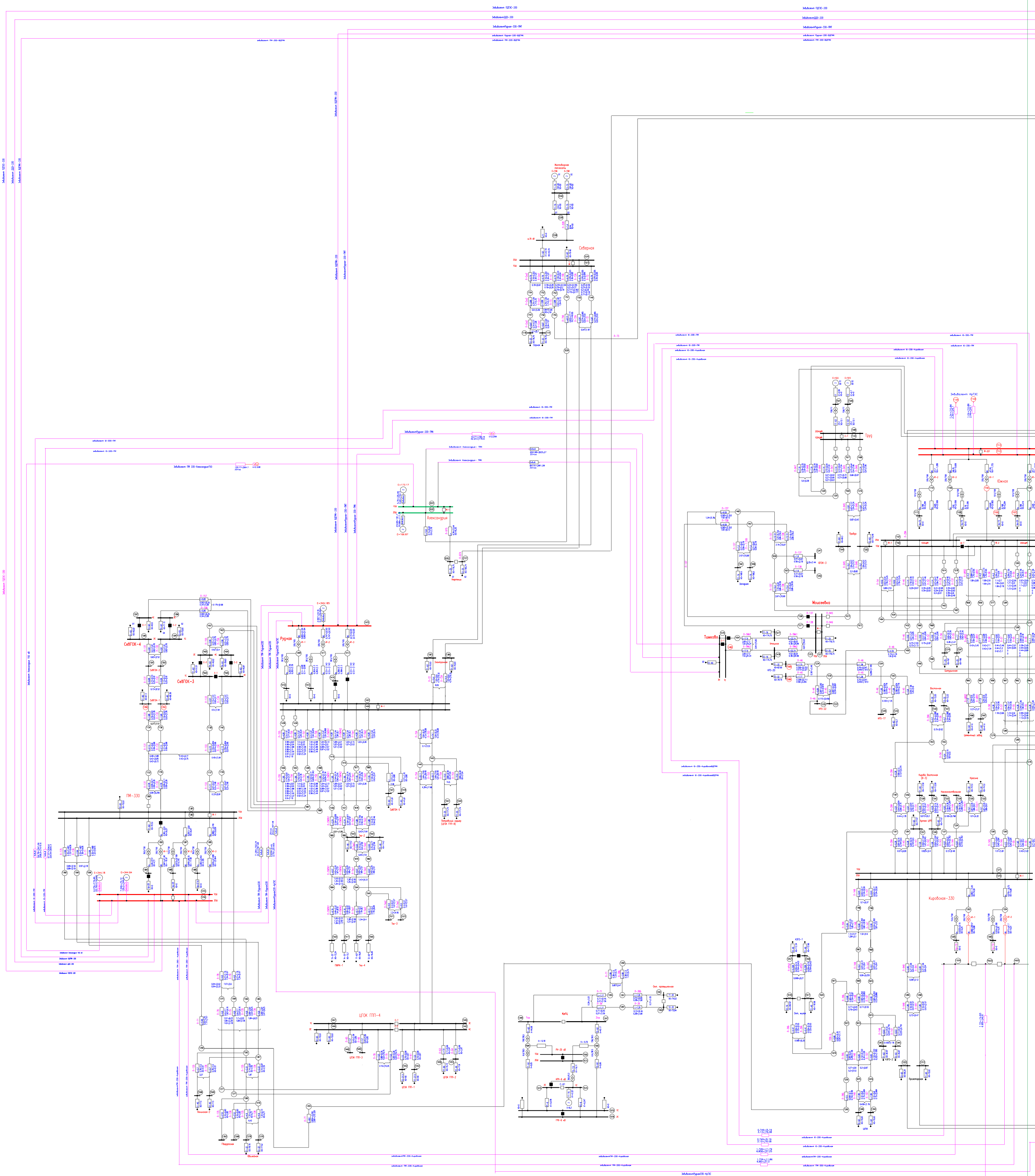
ВЛ-35 кВ Л-326А (ПС "Батуринська" - ПС "Газопровод")

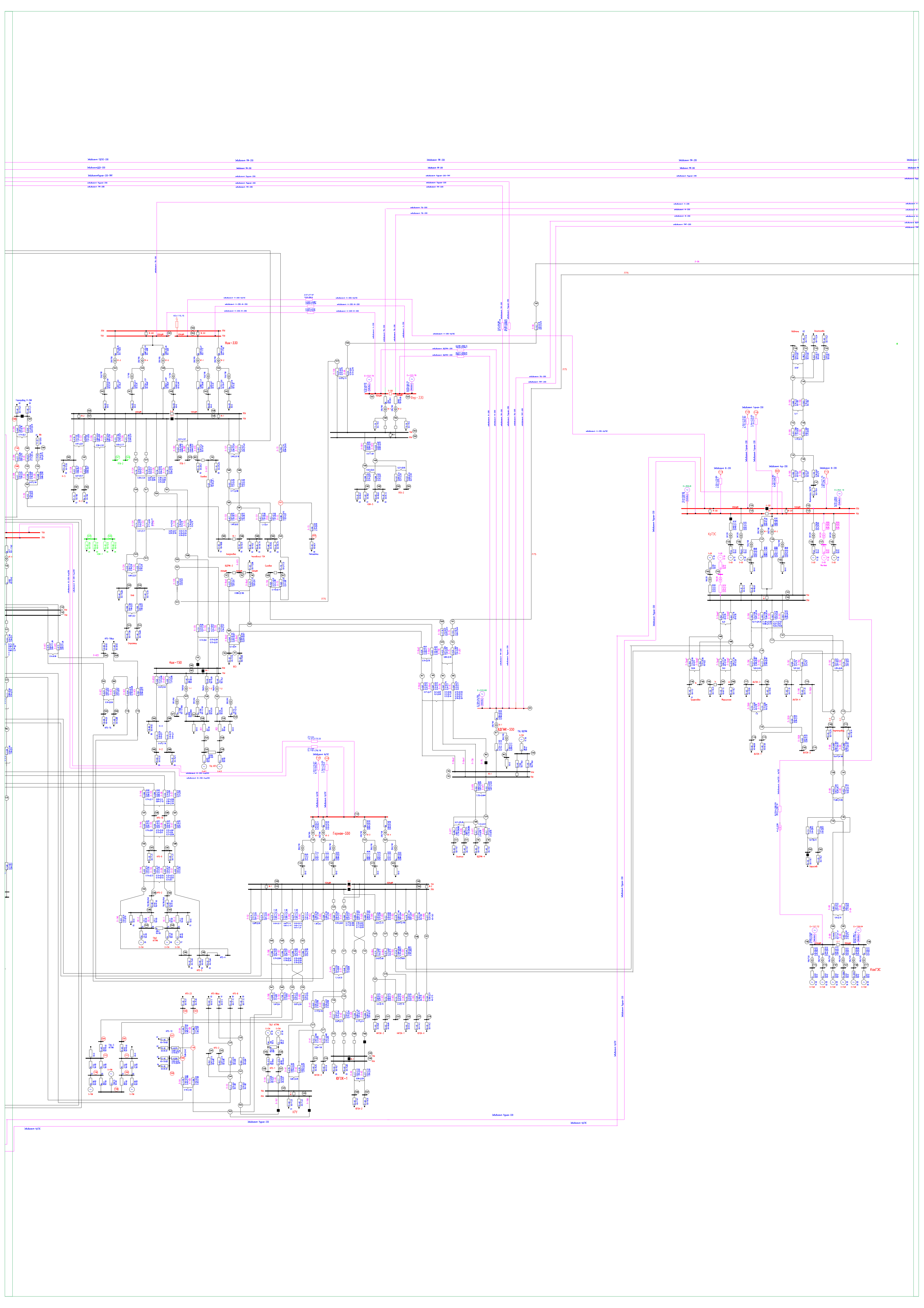


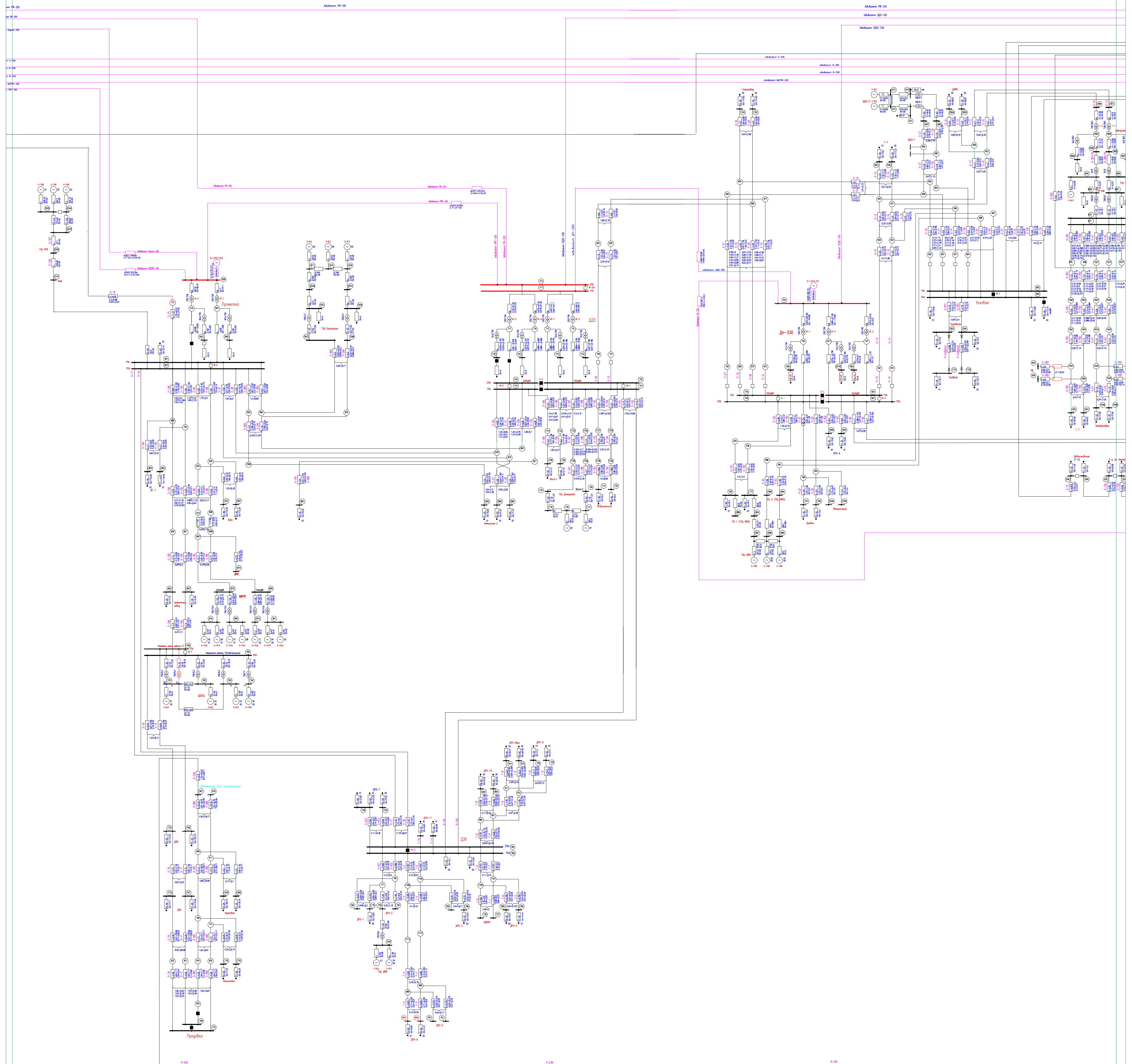
Номер комірці	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Тип комірці	НАМИТ-10-2-У2 6000/100	ВВ/ТЕЛ-6-1000У2	ТМ-40/6 22х2 5%	ВВ/ТЕЛ-6-630У2	ВВ/ТЕЛ-6-630У2	ВВ/ТЕЛ-6-630У2	ВВ/ТЕЛ-6-630У2	ВВ/ТЕЛ-6-630У2	ВВ/ТЕЛ-6-630У2	ВВ/ТЕЛ-6-630У2
Тип роз'єднувача	---	РВ-6/400	---	РВ-6/400	РВ-6/400	РВ-6/400	РВ-6/400	РВ-6/400	РВ-6/400	РВ-6/400
Тип вимикача (привод) запобіжника (ном. пл. вст.)	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Тип ТС/ТН	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
Тип ОПН/розрядника	---	ОПН-6	---	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6	ОПН-6	---	---
Марка, перетин кабелю/довжина	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Приданави/потужність споживачів	ТН-62	Т-62	ТСН-62	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	С-61
Категорійність	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

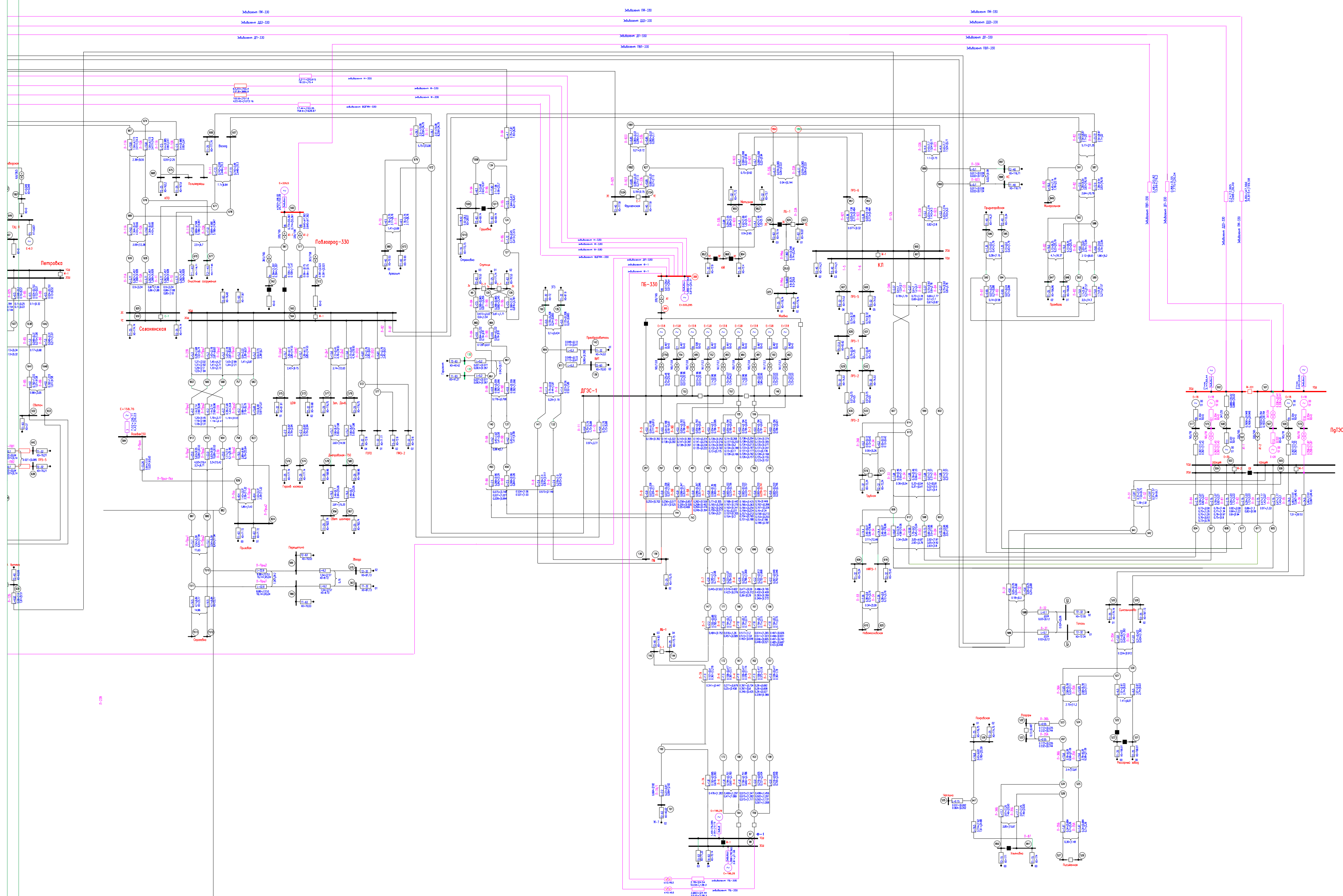
Умовні позначення:

- межа балансової належності та експлуатаційної відповідальності
- вимикач нормально відключений
- вимикач нормально відключений
- роз'єднувач нормально відключений
- роз'єднувач нормально відключений









**СТРУМИ КЗ НА ШИНАХ ПС150 кВ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»
станом на 01.01.2019 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 01.01.2019 р.**

№з/п	Найменування ПС	Ікз(3) тах на шинах 150 кВ, А	ЗІо 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:

- розрахункового – 2020 р.;
- на 5-річну перспективу – 2024 р..

Електричні розрахунки на 2020 рік

На 2020 рік прийнята існуюча схема електричної мережі 35-150 кВ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК».

В таблицю 1 зведено дані щодо завантаження силових трансформаторів на розрахунковий 2020 в режимах зимового та літнього максимуму навантаження в нормальному та аварійному режимі.

Таблиця 1

№№ з/п	Найменування об'єкта	Дисп. наймен.	Потужність тр-рів на 2020 р.		зима			літо		
			МВА	МВт	МВт	% в нормальн. режимі	% в аварій. авар. ремонт. режимі	МВт	% в нормальн. режимі	% в аварій. авар. ремонт. режимі
1	ПС-154/35/6 кВ «КПО»	1Т	25	23	30,36	66%	132%	25,1	55%	109%
		2Т	25	23						
2	ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	1Т	32	29,4	12,38	19%	42%	9,29	14%	32%
		2Т	40	36,8						
3	ПС-154/6/6 «Трубна»	1Т	32	29,4	7,85	13%	27%	2,73	5%	9%
		2Т	32	29,4						
4	ПС-150/35/10 кВ	1Т	16	14,7	6,74	46%	46%	4,35	15%	30%
5	ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ»	4Т	32	29,4	0,6	2%	2%	0,5	1%	2%
6	ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО»	1Т	32	29,4	5,5	9%	19%	4,31	7%	15%
		2Т	32	29,4						
7	ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ»	1Т	60	55,2	14,57	13%	26%	10,48	9%	19%
		2Т	60	55,2						
8	ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1»	1Т	25	23	13,11	29%	57%	9,17	20%	40%
		2Т	25	23						
9	ПС-35/6 кВ №3	1Т	6,3	5,8	2,08	18%	36%	1,87	16%	32%

		2Т	6,3	5,8						
10	ПС-35/6 кВ «ЖКК»	1Т	4	3,7	1,25	17%	34%	1	14%	27%
		2Т	4	3,7						
11	ПС-35/6 кВ «Стрічка»	1Т	6,3	5,8	7,95	69%	137%	4,01	35%	69%
		2Т	6,3	5,8						
12	ПС-35/10 кВ «НМФ»	1Т	4	3,7	0,94	13%	26%	0,63	9%	17%
		2Т	4	3,7						
13	ПС №50 «Березняки» 35/10/6 кВ	1Т	10	9,2	6,14	33%	67%	4,34	24%	47%
		2Т	10	9,2						
14	ПС №47 35/6 кВ «Західна»	1Т	4	3,7	2,29	31%	62%	1,65	22%	45%
		2Т	4	3,7						
15	ПС №5 «Жилселище» 35/6 кВ	1Т	6,3	5,8	5,1	44%	88%	3,38	29%	58%
		2Т	6,3	5,8						
16	ПС 35/6 кВ «Інгулецька»	1Т	2,5	2,3	0,77	17%	33%	0,57	12%	25%
		2Т	2,5	2,3						
17	ПС «С-35» 35/6 кВ	1Т	3,2	2,9	1,62	55%	55%	0,92	31%	31%
				0,0						
18	ПС-29 35/6 кВ	1Т	4	3,7	0,94	13%	26%	0,7	10%	19%
		2Т	4	3,7						
19	ПС-5 35/6 кВ м. Жовті Води	1Т	16	14,7	17,6	60%	120%	12,04	41%	82%
		2Т	16	14,7						
20	ПС-35/6 кВ «Чешка»	1Т	1,6	1,5	1,22	32%	83%	0,92	24%	63%
		2Т	2,5	2,3						
21	ПС-35/10 кВ «Луч»	1Т	6,3	5,8	0,91	8%	16%	0,65	6%	11%
		2Т	6,3	5,8						
22	ПС «Макорти» 35/6 кВ	1Т	2,5	2,3	0,21	9%	9%	0,1	1%	4%
23	ПС-35/6 кВ «Палмаш»	1Т	10	9,2	0,74	4%	8%	0,92	5%	10%
		2Т	10	9,2						
24	ПС 35/6 кВ «Рахманово»	1Т	4	3,7	3,43	47%	93%	0,92	13%	25%
		2Т	4	3,7						
25	ПС «НВ-ЦЗ» 35/6 кВ	1Т	1,8	1,7	0,34	21%	21%	0,21	5%	13%
26	ПС «САЗ» 35/10/6 кВ	1Т	2,5	2,3	2,29	50%	100%	0,92	20%	40%
		2Т	2,5	2,3						
27	ПС-35/6 кВ «Молзавод»	1Т	2,5	2,3	2,5	109%	109%	1,91	36%	83%
28	ПС-35/6 кВ №14	3Т	2,5	2,3	0,52	10%	23%	0,92	18%	40%
		4Т	3,2	2,9						
29	ПС «ЦЗ» 35/6 кВ	1Т	4	3,7	1,11	15%	30%	0,92	13%	25%
		2Т	4	3,7						
30	ПС-35/10 кВ «Сельстрой»	1Т	10	9,2	2,67	15%	29%	0,92	5%	10%
		2Т	10	9,2	5,1					

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 5 до 80% в літній період в залежності від номінальної потужності трансформаторів.

Винятком є ПС-154/35/6 кВ «КПО», ПС-35/6 кВ «Молзавод», на яких завантаження силових трансформаторів в зимовий період становить 100%.

В аварійному, ремонтному режимі завантаження трансформаторів в зимовий період від 8 до 93% в зимовий період та від 4 до 82% в літній період, крім ПС-154/35/6 кВ «КПО», на якій завантаження силових трансформаторів в зимовий період становить більше 100%.

Електричні розрахунки на 2024 рік

На 2024 рік – 5-ти річну перспективу розвитку електричних мереж 35-150 кВ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» з урахуванням росту навантаження враховано:

- збільшення трансформаторної потужності на ПС 35 кВ:
 - ПС «Молзавод» – 1Т 35/6 кВ потужністю 2,5 МВА на 4 МВА;
- організацію нового джерела живлення ПС 35 кВ «С-35» зі встановленням трансформаторів 35/6 кВ потужністю 4 МВА.

В таблицю 2 зведені дані щодо завантаження силових трансформаторів на 2024 рік в режимах зимового та літнього максимуму навантаження.

Таблиця 2

№№ з/п	Найменування об'єкта	Дисп. найм. ен.	Потужність тр-рів на 2024 р.		зима			літо		
			МВА	МВт	МВт	% в нормальном у режимі	% в аварійному режимі	МВт	% в нормальном у режимі	% в аварійному режимі
1	ПС-154/35/6 кВ «КПО»	1Т	25	23	32,9	72%	143%	27,2	59%	118%
		2Т	25	23						
2	ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	1Т	32	29,44	13,4	20%	46%	10,05	15%	34%
		2Т	40	36,8						
3	ПС-154/6/6 «Трубна»	1Т	32	29,44	8,5	14%	29%	2,96	5%	10%
		2Т	32	29,44						
4	ПС-150/35/10 кВ «Силова»	1Т	16	14,72	7,3	50%	50%	4,71	16%	32%
5	ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ»	4Т	32	29,44	0,7	2%	2%	0,54	1%	2%
6	ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО»	1Т	32	29,44	5,96	10%	20%	4,67	8%	16%
		2Т	32	29,44						
7	ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ»	1Т	60	55,2	15,77	14%	29%	11,34	10%	21%
		2Т	60	55,2						
8	ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1»	1Т	25	23	14,19	31%	62%	9,92	22%	43%
		2Т	25	23						
9	ПС-35/6 кВ №3	1Т	6,3	5,796	2,25	19%	39%	2,03	18%	35%
		2Т	6,3	5,796						
10	ПС-35/6 кВ «ЖКК»	1Т	4	3,68	1,35	18%	37%	0,99	13%	27%
		2Т	4	3,68						
11	ПС-35/6 кВ «Стрічка»	1Т	6,3	5,796	8,6	74%	148%	6,5	56%	112%
		2Т	6,3	5,796						
12	ПС-35/10 кВ «НМФ»	1Т	4	3,68	1,01	14%	27%	0,68	9%	18%
		2Т	4	3,68						
13	ПС	1Т	10	9,2	6,64	36%	72%	4,69	25%	51%

	№50«Березняки»35/10/6 кВ	2Т	10	9,2						
14	ПС №4735/6 кВ «Західна»	1Т	4	3,68	2,48	34%	67%	1,78	24%	48%
		2Т	4	3,68						
15	ПС №5 «Жилселище»35/6 кВ	1Т	6,3	5,796	5,51	48%	95%	3,65	31%	63%
		2Т	6,3	5,796						
16	ПС 35/6 кВ «Інгулецька»	1Т	2,5	2,3	0,83	18%	36%	0,61	13%	27%
		2Т	2,5	2,3						
17	ПС «С-35»35/6 кВ	1Т	4	3,68	1,76	24%	48%	1	14%	27%
		2Т	4	3,68						
18	ПС-29 35/6 кВ	1Т	4	3,68	1,01	14%	27%	0,75	10%	20%
		2Т	4	3,68						
19	ПС-5 35/6 кВ м. Жовті Води	1Т	16	14,72	19,05	65%	129%	13,03	44%	89%
		2Т	16	14,72						
20	ПС-35/6 кВ «Чешка»	1Т	1,6	1,472	2,2	58%	96%	0,93	25%	63%
		2Т	2,5	2,3						
21	ПС-35/10 кВ «Луч»	1Т	6,3	5,796	1	9%	17%	0,71	6%	12%
		2Т	6,3	5,796						
22	ПС «Макорти»35/6 кВ – с. Макорти Софіївський район	1Т	2,5	2,3	0,23	10%	10%	0,11	1%	5%
23	ПС-35/6 кВ «Палмаш»	1Т	10	9,2	1	5%	11%	0,77	4%	8%
		2Т	10	9,2						
24	ПС 35/6 кВ «Рахманово»	1Т	4	3,68	3,72	51%	101%	2,42	33%	66%
		2Т	4	3,68						
25	ПС «НВ-ЦЗ»35/6 кВ	1Т	1,8	1,656	0,4	24%	24%	0,22	5%	13%
26	ПС «САЗ»35/10/6 кВ	1Т	2,5	2,3	2,48	54%	108%	1,72	37%	75%
		2Т	2,5	2,3						
27	ПС-35/6 кВ «Молзавод»	1Т	4	3,68	2,7	73%	73%	2,06	39%	56%
28	ПС-35/6 кВ №14	3Т	2,5	2,3	0,6	11%	26%	0,35	7%	15%
		4Т	3,2	2,944						
29	ПС «ЦЗ»35/6 кВ	1Т	4	3,68	1,2	16%	33%	0,94	13%	26%
		2Т	4	3,68						
30	ПС-35/10 кВ «Сельстрой»	1Т	10	9,2	2,9	16%	32%	2,17	12%	24%
		2Т	10	9,2						

Аналіз таблиць 1, 2 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 10 до 96% в зимовий період та від 5 до 89% 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», ПС-35/6 кВ «Молзавод» на більшу потужність.

По п. 2. - Внесено доповнення – ст.162. В зв'язку з тим, що робота з актуалізації схеми перспективного розвитку електричних мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» з техніко-економічною оцінкою переведу 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, розрахунки виконані в даній роботі не актуальні та виконані не коректно (зауваження НЕК «УКРЕНЕРГО»), схеми поточкорозподілу даної роботи до Плану розвитку не додаються. В 2020 році Компанією заплановано коригування вищезазначеної роботи з актуалізацією станом на 2020 рік, згідно Кодексу систем розподілу.

Схеми заміщення для розрахунку струмів короткого замикання та величини струму короткого замикання для кожного енерговузла (елемента) електричних мереж станом на 01.01.2019 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 2018 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 23 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» – 22 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 2018 рік (зима).

№ з/п	Найменування підстанції	Диспетчерське позначення	Напруга обмотки,	S 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 наданих в «Актуалізації схеми перспективного розвитку електричних мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» з техніко-економічною оцінкою переведу окремих енерговузлів на напругу 20 кВ на період 2017-2022 роки з перспективою до 2027 року», виконаною в 2017 році ДПІ та НДІ «УКРЕНЕРГОМЕРЕЖПРОЕКТ». В 2020 році Компанією заплановано коригування вищезазначеної роботи.

Аналіз наведеної інформації показує, що зростання споживання в Дніпропетровському регіоні обумовлює збільшення перетоків 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 2024 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 194%.

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.

Розрахунок поточкорозподілу та рівнів напруги в нормальній схемі мережі 35 кВ з урахуванням навантаження 2018 року (зима, максимум) виконаний в в 2017 році ДПІ та НДІ «УКРЕНЕРГОМЕРЕЖПРОЕКТ» в роботі «Актуалізації 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 2020 році Компанією заплановано коригування вищезазначеної роботи.

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 9,29 МВт;
- переток по 1-ній лінії 35 кВ Л-377, від шин 35 кВ ПС «Нікопольська-150» на ПС-35/6 кВ «Молзавод» сумарно складає 2,2 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 2018 рік (зима).

№ з/п	Найменування підстанції	Диспетчерське позначення	Напруга обмотки,	S ном. обмотки тр-ра,	Номінальний струм обмотки тр-ра,	Максимальне навантаження		Завантаження обмоток тр-ра, %	Напруга, кВ		T _г
			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 2024 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%.
- 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%.
- при схемі нормального режиму на ПС-35/10 кВ «Луч» перенавантаження 1Т, 2Т буде 115%;
- відключення ПЛ-35кВ Л-49 або ПЛ-35 кВ Л-50 на ПС ГПП-3 ПрАТ «ІнГЗК», призведе до перенавантаження на ПС-35/10 кВ «Луч» 1Т або 2Т до 231%.

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 кошторисно і 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	2020	1268,75		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати в 2020 (сценарій 1)
2	"Винос лічильників електроенергії у населення з квартир на сходову клітину м. Павлоград, вул. Сташкова, 25».	2018	2020	1011,93		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати в 2020 (сценарій 1)
3	"Винос лічильників електроенергії у населення з квартир на сходову клітину м. Павлоград, вул. Сташкова, 27».	2018	2020	952,35		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати в 2020 (сценарій 1)
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 в 2021-2022 (сценарій 1)
5	"Винос лічильників електроенергії у населення з квартир на сходову клітину м. Дніпро, вул. О. Поля, 96».	2018	2022	644,15		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати в 2022 (сценарій 1)
6	"Реконструкція КЛ-10 кВ ПС-50 ком. 3 -- ТП-859 м. Кривий Ріг	2018	2020	1176,07		реконструкція	Амортизаційні відрахування	виконати в 2020 (сценарій 1)
7	"Реконструкція ПЛ-6 кВ ПЛ-6 кВ від КРУН-6 кВ ком.4 до ЗТП-1, ЗТП-2 з переключенням до ПС-35/6 кВ "Чешка" ЗРП-6 кВ ком. 12 смт. Радущине.(Кривий Ріг)	2018	2020	1068,18		реконструкція	за перетоки реактивної енергії	виконати в 2020 (сценарій 1)
8	Реконструкція КЛ-10 кВ від ПС "Гвардейская" ком.102 до ЗТП-187 ком.19 смт. Гвардійське Новомосковського р-ну, Дніпропетровської обл.	2015	2022	11805,71		реконструкція	за перетоки реактивної е./е	виконати в 2022 (сценарій 1)
9	"Реконструкція ПЛ 6кВ Л-5-29 від ком.14 ПС 35/6кВ №5 до ком.10 ПС 35/6кВ №29(з відгал)	2015	2025	9909,64		реконструкція	Амортизаційні відрахування	виконати в 2025 (сценарій 1)
10	"Реконструкції з заміною МВ-150кВ на елегазові вимикачі 150кВ на ПС 150/10/6кВ "ПІМ"	2013	2024	17813,47		реконструкція	Амортизаційні відрахування	виконати в 2024-2025 (сценарій 1)
11	"Технічне переоснащення ПС 150/10/6 кВ "ПІМ "	2015	2026	33094,21		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати 2026 (сценарій 2)
12	"Реконструкция ПС 35/6 кВ "С-35"	2016	2027	37647,23		реконструкція	Амортизаційні відрахування	сценарій 2
13	"Техническое переоснащение ПС "Північна-35"	2014	2020	4565,21		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати в 2020 (сценарій 1)
14	"Техническое переоснащение ПС Наклонновольная"	2014	2022	12749,08		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати в 2022-2023 (сценарій 1)
15	"Реконструкция ПС 150кВ "Красногвардейская"	2016	2027	76274,17		реконструкція	інші	сценарій 2
16	"Реконструкция электричних мереж ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК" з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6 кВ на 20 кВ м.Вільногірськ.	2018	2026	678097,20		реконструкція	інші	сценарій 2
17	"Технічне переоснащення трансформаторної підстанції «ДШЗ-1»	2018	2023	120000,00		технічне переоснащення	інші	виконати 2023-2023 (сценарій 1, 2)
18	Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 154/35/6 кВ "КПО"	2018	2027	237550,00		технічне переоснащення	інші	виконати 2027-2030 (сценарій 1, 2)

19	"Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "Стрічка"	2018	2025	11777,87		технічне переоснащення	інші	виконати в 2025 (сценарій 1)
20	"Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "Рахманово"	2018	2026	23957,23		технічне переоснащення	інші	виконати в 2026 (сценарій 1)
21	"Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "ЦЗ"	2018	2027	16637,11		технічне переоснащення	інші	виконати в 2027 (сценарій 1)
22	"Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "Палмаш"	2018	2028	19550,59		технічне переоснащення	за перетоки реактивної є/є	виконати в 2028 (сценарій 1)
23	"Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "Молзавод"	2018	2021	10810,36		технічне переоснащення	за перетоки реактивної є/є	виконати в 2021 (сценарій 1)
24	"Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "НВ-ЦЗ"	2018	2027	6973,30		технічне переоснащення	за перетоки реактивної є/є	виконати в 2027 (сценарій 1)
Усього		—		1146088,53		—	—	—

**Генеральний директор-
Голова Правління**
(або особа, яка виконує його обов'язки)

" 18 " 12 2019 року

Головний бухгалтер
(або особа, яка виконує його обов'язки)

" 18 " 12 2019 року



М.В. Корса

(прізвище, ім'я, по батькові)

Н.О. Марчук

(прізвище, ім'я, по батькові)

План інвестицій за джерелами фінансування сценарій 1							
N	Показники капіталовкладень	2020	2 021	2022	2023	2024	Всього
	Джерела фінансування	39 592	40 651	44 695	48 942	53 648	227 528
1	Власні кошти:	36 947	40 651	44 695	48 942	53 648	224 883
1.1	амортизаційні відрахування	26 758	29 434	32 289	35 421	38 857	162 759
1.2	прибуток на виробничі інвестиції						-
1.3	за перетоки реактивної є/є	7 680	8 448	9 267	10 166	11 152	46 713
1.4	інші (прибуток)	2 387	2 626	2 881	3 160	3 467	14 521
1.5	інші (економія ТВЕ)	122	143	258	195	172	890
2	Залучені кошти:	2 645	-	-	-	-	2 645
2.1	кредити						-
2.2	фінансова допомога						-
2.3	інші (невикористані кошти попередніх періодів)	2 645					2 645

На забезпечення виконання додаткових робіт для надійного безпечного та економічно ефективного функціонування системи розподілу ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК", дотримання встановлених рівнів показників якості електропостачання на прогностичний період, забезпечення необхідної та достатньої пропускної спроможності електромереж 20-150 кВ, забезпечення стабільної роботи електричних мереж необхідне наступне фінансування

План інвестицій за джерелами фінансування сценарій 2							
N	Показники капіталовкладень	2020	2021	2022	2023	2024	Всього
	Джерела фінансування	272882	312227	382193	423772	580409	1 971 483
1	Власні кошти:	270237	312227	382193	423772	580409	1 968 838
1,1	амортизаційні відрахування	132762	132762	132762	132762	132762	663 810
1,2	прибуток на виробничі інвестиції						-
1,3	за перетоки реактивної є/є	7680	8448	9267	10166	11152	46 713
1,4	інші (прибуток)	129673	170874	239906	280649	436323	1 257 425
1,5	інші (економія ТВЕ)	122	143	258	195	172	890
2	Залучені кошти:	2645	0	0	0	0	2 645
2,1	кредити						-
2,2	фінансова допомога						-
2,3	інші (невикористані кошти попередніх і	2645	0	0	0	0	2 645

Генеральний директор-
Голова Правління
(або особа, яка виконує його обов'язки)
"18" 12 2019 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 проектної документації на початок прогнозного періоду (так/ні)	Стан виконання ПВР РАБ		Кошторисна/оціночна вартість ПВР тис. грн (без ПДВ)	Стан виконання БМР РАБ						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)													
									2020 р.	2021 р.	2022 р.	2023 р.	2024 р.									
1	2	3	4	5	6	7	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	Нове будівництво об'єктів системи розподілу			0				0			0	0	0	0	0							
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			0				0			0	0	0	0	0							
	Усього (сума по п.1.1-1.4)																					
2.	Реконструкція, технічне переоснащення об'єктів систем			114745,7				1877,27			5689,9	12431,9	27630,1	28994,8	38121,73	112868,43						
2.1.	Підстанцій рівня напруги 110 (154, 220) кВ, у		3	52291,48				378			0	0	7624,93	17580,81	26707,74							
2.1.1.	Реконструкція ПС-154/10/6 кВ «ПІМ»	1	1	13106,73	так	2016	2016		2024	2024					12980,73	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 вентильних 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 вентильних розрядників 10 кВ на обмежувачі перенапруги типу ОПН. - Встановлення комплекту релейного захисту на мікропроцесорній базі.	ст.29,98		
					коригування проекту	2020	2020	126											коригування проекту			
2.1.2.	Технічне переоснащення ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ» 1 етап	1	1	16132,37	так	2014	2014		2022	2023			7624,93	8381,44		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 УХЛ1. - Заміна вентильних 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 спусків ВРУ-150 кВ. - Ремонт порталів ВРУ-150 кВ. - Реконструкція зовнішнього освітлення ВРУ-150 кВ. - Встановлення нового щита постійного струму типу ЩПТ-220-250УХЛ1 з герметичною гелевою АКБ типу А704/280 виробництва Sonnenshein.	ст.29,100		
2.1.3.	Технічне переоснащення ПС 150/35/6 кВ «ДПЗ-1»	1	1	23052,38	так	2018	2018		2023	2024				9199,37	13727,01	інші (прибуток)	1, 2, 3, 6	Технічний стан, СПР ст. 25, 81,92 Акт технічного опосвідчення від 20.05.2017 р.	Повна заміна обладнання ВРУ-150/35 кВ та силових трансформаторів. Заміна від'єднувача 150 кВ на елегазовий вимикач. Заміна РЗА силових трансформаторів 1Т, 2Т на мікропроцесорні блоки захисту.	ст.30,109		
					коригування проекту	2022	2022	126											коригування проекту			
2.2.	Підстанцій рівня напруги 35 (27,5; 20) кВ, у		6	62454,22				1499,27			5689,9	12431,9	20005,17	11413,99	11413,99							
2.2.1.	Технічне переоснащення ПС 35/6 кВ «Північна-35» м. Жовті Води («С-35») Дніпропетровської області	1	1	5689,9	так	2016	2016		2020	2020	5689,9					Амортизаційні відрахування	1, 2, 5, 9	СПР ст.30, 147	Проектом передбачено: - Заміна силового трансформатора 1Т. - Заміна вторинних ланцюгів трансформаторів з прокладкою у бетонних кабельних лотках. - Будівництво нового оливоприймача, фундамента під силовий трансформатор.	ст.30,103		
2.2.2.	Технічне переоснащення ПС-35/6 кВ «Чешка»	1	1	464,27	ні	2024	2024	464,27								4	Амортизаційні відрахування	1, 2, 3, 8, 10	Технічний стан, СПР ст.34, 66, 98, 150, Акт технічного опосвідчення від 2019 р.	Заміна силового трансформатору 1Т, 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.31,107	
2.2.3.	Технічне переоснащення ПС-35/10 кВ «Луч»	1	1	345	ні	2024	2024	345									Амортизаційні відрахування	1, 2, 4, 8, 9	Технічний стан, СПР ст.30, 96 Акт технічного опосвідчення	-	ст.32,108	
2.2.4.	Технічне переоснащення ПС-35/6 кВ «Молзавод»	1	1	12431,9	так	2018	2018		2021	2021				12431,9		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; - організація автоматизованої системи керування з видачею сигналів на диспетчерський пункт; - організація системи сигналізації пожежної та периметральної охорони.	ст.32,110		

2.2.5.	Технічне переоснащення ПС-35/6 кВ №14	1	1	23173	ні	2022	2022	345	2023	2024			11414	11414		Амортизаційні відрахування	1, 2, 8, 9	Технічний стан, СПР ст.37, 81, 99 Акт технічного опосвідчення 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 ошинування ВРУ-35 кВ; - ретрофіт в існуючих комірках ЗРУ-6 кВ (виконати заміну існуючих МВ на ВкВ ; - 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; - виконати заміну всієї кабельно-провідникової продукції замінених комірок; - виконати опалення та кондиціювання приміщень; - виконати охорону та пожежну сигналізацію; - заміна мережі лацюгів зовнішнього освітлення.	ст.33,113	
2.2.6.	Технічне переоснащення ПС-35/10 «НМФ»	1	1	20350,17	ні	2021	2021	345	2022	2022			20005,17			Амортизаційні відрахування	1, 2, 8, 9	Технічний стан, СПР ст.34, 82, 97 Акт технічного опосвідчення від 17.05.2017 р.	Проектом передбачається: - організація обліку по стороні 35 кВ; - заміна обладнання ВРУ-35, встановлення ВкВ, встановлення нових ТС та ТН 35 кВ, монтаж нових роз'єднувачів, заміна ошинування ВРУ-35 кВ; - заміна силових трансформаторів; - 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 викивачів; - виконати заміну всієї кабельно – провідникової продукції замінених комірок; - виконати опалення та кондиціювання приміщень; - виконати охорону та пожежну сигналізацію; - заміна мережі лацюгів зовнішнього освітлення.	ст.33,116	
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																				
	Усього (сума по п. 2.1-2.4)																				
	Усього (сума по п. 1 та 2)																				
3.	Нове будівництво об'єктів системи розподілу рівня напруги 10 (6); 0,4 кВ																				
3.1.	Вільногірські РЕМ, усього				0											Амортизаційні відрахування, інші (прибутки), за потоки реактивної е/е	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 до житлового будинку в смт. Дніпровське Будівництво розвантажувального КТП-6/0,4 кВ для переведення навантаження ПЛ-0,4 кВ до ж/б в м. Павлоград. Будівництво двотрансформаторної КТП-6/2х250 кВА з АВР для переведення навантаження ТП-9к в м. Дніпро Будівництво КЛ -6 кВ в м. Дніпро Будівництво розвантажувального КТП 6/0,4 кВ для переведення навантаження ПЛ-0,4 кВ в м. Жовті Води Будівництво розвантажувального КТП-6/0,4 кВ з заміною проводу АС на СІП існуючих ПЛ-0,4 кВ в м. Кривий Ріг.	ст.67,122	
3.1.1.	Будівництво ПЛ-6 кВ	0,43	0,43	307,34	ні	2 020	2 020	113,8	2 023	2 023		193,5									
3.1.2.	Будівництво КЛ-0,4 кВ	0,05	0,05	90	ні	2 021	2 023	90	2 023	2 023											
3.2.	Павлоградські РЕМ, усього				0																
3.2.1.	Будівництво розвантажувального	2	2	1611,41	ні	2 020	2 020	136,4	2 021	2 023		811,0	664,0								
3.3.	Дніпроперовські РЕМ , усього				0																
3.3.1.	Будівництво розвантажувального	1	1	1399,28	ні	2 020	2 020	199,3	2 021	2 021		1 200,0									
3.3.2.	Будівництво КЛ 6 кВ	0,8	0,8	2620	ні	2 022	2 022	140,00	2 021	2 021		2 480,0									
3.4.	Жовтоводські РЕМ , усього				0																
3.4.1.	Будівництво розвантажувального	1	1	260	ні	2 023	2 023	30,0	2 024	2 024			230,0								
3.5.	Криворізькі РЕМ , усього				0																
3.5.1.	Будівництво розвантажувального	2	2	1257,43	ні	2 020	2 020	157,4	2 021	2 021		1 100,0									
4.	Реконструкція, технічне переоснащення об'єктів системи розподілу рівня напруги 10 (6); 0,4 кВ															Амортизаційні відрахування, інші	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 Реконструкція ПЛ з заміною проводу на СІП Реконструкція КЛ 6 кВ в смт. Дніпровське Реконструкція КЛ 0,4 кВ від ТП до житлових будинків Заміна обладнання ТП Реконструкція ПЛ з заміною проводу на СІП Реконструкція ПЛ-6 кВ від КРУН-6 кВ ком.4 до ЗТП-1, ЗТП-2 з перепідключенням до ПС-35/6 кВ "Чешка" ЗРП-6 кВ ком. 12 смт. Радішне Криворізького району Реконструкція КЛ-10 кВ в м. Кривий Ріг Заміна обладнання ТП Реконструкція ПЛ-10 кВ Лм. Павлоград Реконструкція ПЛ з заміною проводу на СІП Реконструкція КЛ-10 кВ в смт. Георгійське Реконструкція КЛ 0,4 кВ від ТП до житлових будинків Заміна обладнання ТП, РП Реконструкція ПЛ-6 кВ з заміною опор в м. Жовті Води Реконструкція ПЛ з заміною проводу на СІП Реконструкція КЛ-6 кВ в м. Жовті Води Реконструкція КЛ 0,4 кВ від ТП до житлових будинків Заміна обладнання ТП, панелей РУ-0,4 кВ на ЩО 90 та комірок КСО Реконструкція КЛ 6 кВ в м. Дніпро	ст.66, 121	
4.1.	Вільногірські РЕМ, усього																				
4.1.1.	Технічне переоснащення ТП, РП	6	6	2974,41	ні	2 021	2 023	155,0	2 020	2 024	367,7	1 063,4	500,0	600,0	288,3						
4.1.2.	Реконструкція ПЛ-0,4 кВ	0,81	0,81	30	ні	2 024	2 024	30,0													
4.1.3.	Реконструкція КЛ-6 кВ	0,2	0,2	652	ні	2 021	2 023	130,0	2 024	2 024				522,0							
4.1.4.	Реконструкція КЛ 0,4 кВ	0,32	0,32	1842,00	ні	2 022	2 022	120,0	2 024	2 024			1 451,0	271,0							
4.2.	Криворізькі РЕМ , усього				0																
4.2.1.	Технічне переоснащення ТП, РП	9	9	4 391,5	так				2 020	2 024	988,5	1 560,0	700,0	700,0	443,0						
4.2.2.	Реконструкція ПЛ-0,4 кВ	6,08	6,08	2 644,4	ні				2 021	2 021		2 644,4									
4.2.3.	Реконструкція ПЛ 6 кВ	1,04	1,04	1 270,0	так				2 020	2 020	1 270,0										
4.2.4.	Реконструкція КЛ-10 кВ	0,52	0,52	1 350,0	так				2 020	2 020	1 350,0										
4.3.	Павлоградські РЕМ, усього				0																
4.3.1.	Технічне переоснащення ТП, РП	21	21	3 688,0	так				2 020	2 024	1 687,4	1 500,0		500,7							
4.3.2.	Реконструкція ПЛ-10 кВ	0,82	0,82	50,0	ні	2 023	2 023	50,0													
4.3.3.	Реконструкція ПЛ-0,4 кВ	1,03	1,03	568,0	так				2 021	2 021		568,0									
4.3.4.	Реконструкція КЛ-10 кВ	5,5	5,5	9 299,3	ні	2 023	2 023	50,0	2 020	2 024	9249,29										
4.3.5.	Реконструкція КЛ 0,4 кВ	0,42	0,42	1 927,9	ні	2 021	2 024	97,7	2 021	2 023		179,0	1 567,2	84,0							
4.4.	Жовтоводські РЕМ , усього				0																
4.4.1.	Технічне переоснащення ТП, РП	15	15	3 170,5	ні	2 023	2 023	113,0	2 020	2 020	1 557,5	1 500,0									
4.4.2.	Реконструкція ПЛ 6 кВ	4,5	4,5	2 025,0	так				2 024	2 024				2 025,0	300,0						
4.4.3.	Реконструкція ПЛ-0,4 кВ	0,425	0,425	330,0	ні	2 023	2 023	30,0	2 024	2 024											
4.4.4.	Реконструкція КЛ-6 кВ	1,76	1,76	630,0	ні	2 021	2 023	130,0				500,0									
4.4.5.	Реконструкція КЛ 0,4 кВ	1,32	1,32	749,4	так				2 023	2 023			749,39								
4.5.	Дніпроперовські РЕМ , усього				0																
4.5.1.	Технічне переоснащення ТП, РП	20	20	5 431,0	так				2 020	2 024	2 279,0	1 600,0	1 000,0		552,0						
4.5.2.	Реконструкція КЛ-6 кВ	0,7	0,7	2 355,0	ні	2 021	2 024	185,0	2 023	2 023				2 170,0							
4.5.3.	Реконструкція КЛ 0,4 кВ	0,38	0,38	1 572,8	ні	2 020	2 020	91,8	2 021	2 021		211,0	1 270,0								
	Усього по п. 3:				7545,5			867,0			0,0	5591,0	0,0	857,5	230,0						
	ТП (РП)				6	6		523,1			0	3 111,0	0,0	664,0	230,0						
	ЛЕП				1,28	1,28		343,84			0	2480	0	193,5							0
	Усього по п. 4:				46951,09			1182,43			18749,36	10825,76	5537,20	5754,39	4901,95						
	ТП (РП)				71	71		268,0			6 880,1	7223,4	2200	1300	1 784,0						
	ЛЕП				25,445	25,445		914,43			11869,29	3602,36	3337,20	4454,39	3118,00						
	Усього по п. 3, 4				54 496,6			2 049,4			18 749,4	16 416,8	5 537,2	6 611,9	5 132,0						
5	Інші заходи, усього																				
5.1	Актуалізація "Схема перспективного розвитку ел.мереж ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК" на 2020-2025 роки з перспективою до 2030 року"			1102,5		2020	2020	1102,5										КСР		ст.120	

5.2	Розміщення пристроїв фіксації/аналізу показників якості електроенергії			1163,32						269	293,91	194	293,91	112,5		Амортизаційні відрахування, прибуток на				ст.49	
5.3	Заходи зі зниження нетехнічних витрат електричної енергії			41360,32						9171,72	7683,4	8395,4	9170,4	6939,4		Амортизаційні відрахування,		КСР		ст.57	
5.3.1	Улаштування однофазних вводів в будинки з застосуванням СПП та встановленням ФШО			2248,6						175	518,4	518,4	518,4	518,4		Амортизаційні відрахування,					
5.3.2	Створення АСКОЕ побутових споживачів			24144,45						4435,45	4064	4840	5525	5280		Амортизаційні відрахування,					
5.3.3	Винос лічильників електроенергії у населення з квартир на сходові клітини			9333,06						3233,06	1900	2100	2100	0		Амортизаційні відрахування,					
5.3.4	Закупівля обладнання під АСКОЕ			4508,68						868,68	780	860	950	1050		Амортизаційні відрахування,					
5.3.5	Прилади для облаштування рейдової бригади			28						0,00	14,00	0,00	0,00	14,00		Амортизаційні відрахування,					
5.3.6	Пристрій для перевірки автоматичних вимикачів			708						378,00	330,00	0,00	0,00	0,00		Амортизаційні відрахування,					
5.3.7	Пристрої для проведення експертизи засобів обліку та пломб			389,53						81,53	77	77	77	77		Амортизаційні відрахування,					
5.4	Заходи з удосконалення та розвитку ІТ-інфраструктури під сучасні потреби бізнесу, в т.ч. телемеханізація підстанцій			9745,96						2781,27	2176,00	1274,69	2458,00	1056,00		Амортизаційні відрахування,		КСР		ст.126	
5.4.1	Впровадження та розвиток АСДТК			6008,4						688,40	2000,00	780,00	2040,00	500,00		Амортизаційні відрахування,					
5.4.2	Впровадження та розвиток інформаційних технологій та розвиток систем зв'язку			3737,56						2092,87	176,00	494,69	418,00	556,00		Амортизаційні відрахування,					
5.5	Модернізація та закупівля колісної техніки			4913,65						1003,15	923,00	753,00	950,00	1284,50		Амортизаційні відрахування,		технічний стан		ст.125	
Усього по п. 5:				58285,75				1102,5		13225,14	11076,31	10617,09	12872,31	9392,40							
ВСЬОГО				227528				5029,163		37664,40	39924,97	43784,39	48479,00	52646,08							

* Довжина ліній електропередачі вказується по трасі ліній.
** Зазначити відповідний рік.

Генеральний директор-
Голова Правління
(або особа, яка виконує його обов'язки)
"18" 12 2019 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 проектної документації на початок прогнозного періоду (так/ні)	Стан виконання ПВР РАБ		Кошторисна/о ціночна вартість ПВР тис. грн (без ПДВ)	Стан виконання БМР РАБ					Створований резерв потужності/ пропускної здатності, мВт	Джерело фінансування	Критерії (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2 КСР)	Обґрунтування включення до ПРСР (СПР, технічий стан, ПРСП, вимога ОСП тощо), вказати назву документа та сторінку	Стислий опис робіт	№ сторінки пояснювальної записки		
			кільк ість*	ціночна вартість БМР тис. грн (без ПДВ)		початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)		початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)										
											2020 р.	2021 р.	2022 р.							2023 р.	2024 р.
1	2	3	4	5	6	7	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1	Нове будівництво об'єктів системи розподілу																				
1.1.	Підстанції рівня напруги 110 (154, 220) кВ, усього		2	279181,5				2100			52051,5	32340	34690	0	158000						
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	119081,5	так	ТЕО -2017	2018		2020	2022	52051,5	32340	34690			14,03	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 елегазовими вимикачами; - Приднання 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 перепідключення на ПС. 3. Використання автоматичної системи з обліку електроенергії з використанням технологій Smart Grid.	ст.35, 154
1.1.2.	Будівництво підстанції "Пролісок" з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6/10 кВ на 20 кВ м. Дніпро	1	1	160100	так	ТЕО -2017, проект 2022	2022	2100	2023	2024					158000	8	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 елегазовими вимикачами в колах трансформаторів; - встановлення 2-х силових трансформаторів одиничною потужністю 40 МВА з розщепленою обмоткою низької напруги; - реконструкція розподільчого пристрою 150 кВ магістральної ПС 330 кВ «Дніпро-ровська» з розширенням на два лінійних присиднання з встановленням елегазових вимикачів; - телемеханіка; спорудження ЛЕП-150 кВ у двофазнофазовому 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.35, 132
1.2.	Підстанції рівня напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього		42	64834,78				0			15931,58	12225,8	12225,8	12225,8	12225,8						
1.2.1.	Будівництво (реконструкція) ТП, РП з переводом на напругу 20 кВ м. Вільногірськ			64834,78	так	2018	2018		2020	2024	15931,58	12225,8	12225,8	12225,8	12225,8		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 перепідключення на ПС.	ст.35, 154
1.3.	Ліній електропередачі рівня напруги 110 (154, 220) кВ, у	42	42	152876,3				0			876,3	0	0	0	152000						
1.3.1.	Будівництво ЛЕП 150 кВ до ПС 150/20 кВ м.Вільногірськ			876,3	так	2018	2018		2020	2020	876,3						Прибуток на виробничі інвестиції	1, 5, 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	ЛЕП-150 кВ заплановано в двофазнофазовому виконанні протяжністю по трасі 230 м проводом АС-240 для підключення безпосередньо до шин 150 кВ ПС 330 кВ ВДГМК ДП «НЕК «Укренерго» підстанції 150/20 кВ «Вільногірська»	ст.39, 149
1.3.2.	Будівництво ЛЕП 150 кВ до ПС 150/6(20) кВ «Пролісок»			152000	так	2016	2016		2024	2024					152000		Прибуток на виробничі інвестиції	1, 2, 3, 5, 10	СПР ст.110, ТЕО "Реконструкція підстанції "Пролісок" з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6/10 кВ на 20 кВ" 2017 рік	Будівництво двофазнофазової ЛЕП 150 кВ по трасі 9,5 км для підключення підстанції ПС 150/6(20) кВ «Пролісок» від ПС 330 кВ «Дніпровська»	ст.39, 150
1.4.	Ліній електропередачі рівня напруги 35 (27,5; 20) кВ, ус	2/9,5	19	27512,63				0			0	0	27512,63	0	0						
1.4.1.	Будівництво ЛЕП 35 кВ до ПС «С-35» 35/6 кВ м.Жовті Води			27512,63	так	2016	2016		2022	2022			27512,63				Прибуток на виробничі інвестиції	1, 2, 5	СПР ст.30, 147	Будівництво двофазової ЛЕП-35 кВ та перепідключення ПС «С-35» 35/6 кВ до ПЛ-35 кВ/Л-К-31, Л-К-32 ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК».	ст.31,151
Усього (сума по п.1.1-1.4)				524405,21				2100			68859,38	44565,8	74428,43	12225,8	322225,8						
2.	Реконструкція, технічне переоснащення об'єктів системи розподілу																				
2.1.	Підстанції рівня напруги 110 (154, 220) кВ, усього		8	420398,96				1161			16132,37	99320,73	68201,86	168947	66636						
2.1.1.	Реконструкція ПС-154/10/6 кВ «ПІМ»	1	1	13232,73	так, користування проекту	2016, 2020	2016, 2020	126	2021	2021			13106,73			30,41	Амортизаційні відрахування	1, 2, 3, 6	СПР ст.24, 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 вентильних розрядників РВМГ-150 на ОПН-150 кВ. На стороні 10-6 кВ: - Заміна у ввідних комірках трансформаторів струму ТВТМ-10 на трансформатори струму ТЛШ-10 3000.5А. - Заміна вентильних розрядників 10 кВ на обмежувачі перенапруги типу ОПН. - Встановлення комплекту релейного захисту на мікропроцесорній базі.	ст.29,98
2.1.2.	Технічне переоснащення ПС-154/10/6 кВ «ПІМ»	1	1	37214	так	2016	2016		2021	2021			37214				Амортизаційні відрахування, Прибуток на виробничі інвестиції	1, 2, 3, 6	СПР ст.24, Акт технічного опосвідчення від 02.04.2019 р.	– Технічне переоснащення з заміною силового трансформатора.	ст.29,98

2.1.3.	Технічне переоснащення ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ» 1 етап	1	1	16132,37	так	2014	2014		2021	2021	16132,37					Амортизацій ні відрахування	1, 2, 3	СПР ст.27, Акт технічного опосвідчення від 02.04.2019 р.	Проектом передбачено: - Заміна відокремлювачів та короткозамикачів 150 кВ на електризові вимикачі. - Встановлення додатково нових роз'єднувачів 150 кВ типу РГ-16-150/1000 УХЛП. - Заміна вентильних розрядників типу РВМГ-150М на обмежувачі перенапруги. - Встановлення маломалярних 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 спусків ВРУ-150 кВ. - Ремонт порталів ВРУ-150 кВ. - Реконструкція зовнішнього освітлення ВРУ-150 кВ. - Встановлення нового щита постійного струму типу ЩПТ-220-250УХЛП з герметичною гелевою АКБ типу А704/280 виробництва Sonnenshein.	ст.29,100
2.1.4.	Технічне переоснащення ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ» 2 етап	1	1	56472	ні	2022	2022	345	2023	2024			27891	28236		Прибуток на виробничі	1, 2, 3	СПР ст.27, Акт технічного опосвідчення від 2019 р.	Заміна силових трансформаторів на нові .	ст.29,100
2.1.5.	Технічне переоснащення ПС-154/35/6 кВ «КПО»	1	1	113245,86	так	2018	2018		2021	2023	36000	35845,86	41400		22	Амортизацій ні відрахування, Прибуток на виробничі інвестицій	1,,2,,3,,5,,9	СПР ст.24, 62, Акт технічного опосвідчення від 19.05.2017 р.	Повна заміна обладнання ВРУ-35 кВ, заміна силових трансформаторів, організація обліку по стороні 150 кВ, телемеханіка та телеуправління, заміна МВ на ВВ РЗУ-6 кВ.	ст.34,130
2.1.6.	Технічне переоснащення ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1»	1	1	110000	так	2018	2018		2021	2023	13000	15000	82000			Прибуток на виробничі інвестицій	1, 2, 3, 6	СПР ст. 25, Акт технічного опосвідчення від 20.05.2017 р.	Повна заміна обладнання ВРУ-150/35 кВ та силових трансформаторів. Заміна від'єднувача 150 кВ на електризовий вимикач. Заміна РЗА силових трансформаторів 1Т, 2Т на мікропроцесорні блоки захисту.	ст.30,109
2.1.7.	Технічне переоснащення ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО»	1	1	35357	ні	2020	2020	345	2022	2023		17356	17656			Амортизацій ні відрахування, Прибуток на виробничі інвестицій	1, 2, 3, 4, 5, 6	СПР ст.26, Акт технічного опосвідчення від 22.05.2017 р.	Технічне переоснащення ПС: - організація обліку по стороні 150 кВ; - заміна обладнання ВРУ-150, заміна порталів 150 кВ, ошикування, заміна ВД-КЗ 150 кВ на електризові вимикачі, заміна роз'єднувачів; - на присіднанні 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, ЦПС; - заміна силових трансформаторів 1Т, 2Т типу ТРДН-32000/150 У1; - заміна всієї кабельно-провідникової продукції під нове обладнання; - релейний захист 150 кВ виконати на базі мікропроцесорних блоків захисту , замінити панель управління відіних вимикачів, замінити панель ЦС, передбачити передачу вимикаючого імпульсу на ПС 330 кВ «Павлоградська»; - виконати пожежну та охоронну сигналізацію підстанції, встановити пости відеоспостереження; - виконати заміну мережі освітлення ПС; - телемеханіка, телеуправління.	ст.35,133
2.1.8.	Технічне переоснащення ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ»	1	1	38745	ні	2020	2020	345	2024	2024			38400			Прибуток на виробничі інвестицій	1, 2, 3	СПР ст.27, Акт технічного опосвідчення від 22.05.2017 р.	Проектом передбачається: - організація обліку по стороні 150 кВ; - заміна обладнання ВРУ-150 кВ з заміною порталів та ошикування, з заміною силового трансформатора 4Т типу ТРДН-32000/150 У1, ремонт існуючого маслозбірника, маслостоків, 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 відіних вимикачів; - телемеханіка, телеуправління.,	ст.36, 135
2.2.	Підстанції рівня напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього		12	203957,964				1499,27				74172,015	40141,99	41650	33588,959	12905,73				
2.2.1.	Технічне переоснащення ПС «С-35» 35/6 кВ м. Жовті Води ("Північна-35")	1	1	5689,9	так	2016	2016		2020	2020	5689,9				2,8	Амортизацій ні відрахування	1, 2, 5, 9	СПР ст.30, 147	Проектом передбачено: - Заміна силового трансформатора 1Т. - Заміна вторинних ланцюгів трансформаторів з прокладкою у бетонних кабельних лотках. - Будівництво нового оливоприймача, фундамента під силовий трансформатор.	ст.30,103
2.2.2.	Реконетрукція ПС «С-35» 35/6 кВ м. Жовті Води	1	1	14969,91	так	2016	2016		2020	2020	14969,91					Амортизацій ні відрахування	1, 2, 5, 9	СПР ст.30, 125,147	Проектом передбачається: - Встановлення нового силового трансформатора 2Т. - Монтаж нової 2 секції 35 кВ з вакуумним вимикачем ВР-35 НС, литими трансформаторами струму, ОПН, роз'єднувачами типу РГ-35/1000 УХЛП. - Реконструкція зі зміною електричної схеми 1 секції 35 кВ, з перемонтажем вакуумного вимикача Т-31 типу ВР-35НС, монтажем нових трансформаторів струму ТРО-70.11, ОПН, роз'єднувачів типу РГ-35/1000 УХЛП. - Встановленням додаткових комірок для присіднання споживачів на 1,2 сек.6 кВ. - Монтаж нових залізобетонних кабельних лотків для прокладання кабелів вторинної комутації 1, 2 секції 35 кВ. - РЗА силових трансформаторів 1Т, 2Т виконана на базі мікропроцесорних блоків захисту. - Реконструкція зовнішнього освітлення ВРУ-35 кВ. - Будівництво двоколової ЛЕП-35 кВ та перепідключення ПС «С-35» 35/6 кВ до ПЛ-35 кВ Л-К-31, Л-К-32 ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК». - Телемеханізація .	ст.30,104
2.2.3.	Технічне переоснащення ПС-35/6 кВ «Чешка»	1	1	13370	ні	2020	2020	464,27	2024	2024			12905,73	4	Амортизацій ні відрахування	1, 2, 3, 8, 10	СПР ст.34, 150, Акт технічного опосвідчення від 2019 р.	Заміна силового трансформатору 1Т, 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 телеуправлін.	ст.31, 107	
2.2.4.	Технічне переоснащення ПС 35/6 кВ «Рахманов»	1	1	33061,01	так	2018	2018		2020	2020	33061,01					Амортизацій ні відрахування	1, 2, 8, 9	СПР ст.35, Акт технічного опосвідчення від 2019 р.	Заміна обладнання ВРУ-35 кВ; Організація обліку по стороні 35 кВ; Встановлення КРПЗ-6 кВ, перепідключення споживачів від існуючого ЗРУ-6 кВ до нового КРПЗ-6 кВ; Телемеханіка, телеуправління.	ст.37,137
2.2.5.	Технічне переоснащення ПС-35/6 кВ «Палмаш»	1	1	23460,71	так	2018	2018		2021	2021	23460,71					Амортизацій ні відрахування, Прибуток на виробничі інвестицій	1, 2, 3, 9	СПР ст.32, Акт технічного опосвідчення від 22.05.2017 р.	- Організація обліку по стороні 35 кВ, монтаж ТН з литою ізоляцією антирезонансного виконання, ТС з литою ізоляцією, підключення ТН-35 кВ виконати через роз'єднувачі; - Телемеханіки та телеуправління; - Заміна обладнання ВРУ-35 кВ та РУ-6 кВ, монтаж нових комірок ЗРУ-6 кВ з вакуумними вимикачами, з ТН-6 кВ, ТВП, ТС з литою ізоляцією, ОПН з полімерною ізоляцією; - Захист присіднань 6 кВ виконати на базі мікропроцесорних блоків захисту; - Замінити панелі управління відіних вимикачів; - Заміна всієї кабельно-провідникової продукції замінених комірок; - Заміна мережі зовнішнього освітлення; - Ремонт будівлі ЗРУ-6 кВ.	ст.37, 138

2.2.6.	Технічне переоснащення ПС-35/10 кВ «Луч»	1	1	19167	ні	2020	2020	345	2022	2022		18822			Амортизацій ні відрахування	1, 2, 4, 8, 9	СПР ст.30, Акт технічного опосвідчення	Проектом передбачається: - заміна обладнання 35 кВ; - заміна кабельно-провідникової продукції під нове обладнання; - охоронна та пожежна сигналізація; - заміна мережі зовнішнього освітлення.	-	ст.32, 108
2.2.7.	Технічне переоснащення ПС «ЦЗ» 35/6 кВ	1	1	16681,28	так	2018	2018		2021	2021		16681,28			Амортизацій ні відрахування	1, 2, 3, 8, 9	СПР ст.32, Акт технічного опосвідчення	Проектом передбачається: - організації обліку по стороні 35 кВ; - заміна обладнання ВРУ-35 з заміною ошинування; - заміна обладнання ЗРУ-6 кВ, монтаж нових ТН-6 кВ, ТВП, заміна існуючих МВ на ВкВ; - заміна всієї кабельно – провідникової продукції заміненних комірок; - виконати опалення та кондиціонування приміщень; - виконати охорону та пожежну сигналізацію; - заміна мережі зовнішнього освітлення; - телемеханізація підстанцій.	ст.38,139	
2.2.8.	Технічне переоснащення ПС «НВ-ЦЗ» 35/6 кВ	1	1	8019,295	так	2018	2018		2020	2020		8019,30			Амортизацій ні відрахування	1, 2, 3, 8, 9	СПР ст.33, Акт технічного опосвідчення	Проектом передбачено: - Заміна розрядників РВС-35 кВ на обмежувачі перенапруг . - Встановлення нових трансформаторів струму типу ТРО 70,11 40.5. - Встановлення нових трансформаторів напруги типу ТЮ 7 . - Заміна масляного вимикача 35 кВ на вакуумний. - Заміна роз'єднувачів 35 кВ типу РНДЗ-2-35/1000 У1.	ст.38,144	
2.2.9.	Технічне переоснащення ПС-35/6 кВ «Стрічка» 1 етап	1	1	13583,789	так	2018	2018		2023	2023		13583,79		9,7	Амортизацій ні відрахування	1, 2, 5, 9	СПР ст.36, Акт технічного опосвідчення від 22.05.2017 р.	Організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіка та телеуправління, з заміною в ЗРУ-6 кВ МВ на ВВ, ремонт будівлі підстанції.	ст.36,142	
2.2.10.	Технічне переоснащення ПС-35/6 кВ «Молзавод»	1	1	12431,9	так	2018	2018		2020	2020		12431,9			Амортизацій ні відрахування	1, 2, 3, 5, 8, 9	СПР ст.37, Акт технічного опосвідчення від 11.03.2019 р.	Реконструкція ВРУ-35 кВ; - організації обліку по стороні 35 кВ; - реконструкція ЗРУ-6 кВ; - заміна трансформатору; - організації автоматизованої системи керування з видачею сигналів на диспетчерський пункт; - організації системи сигналізації пожежної та периметральної охорони.	-	ст.32,110
2.2.11.	Технічне переоснащення ПС-35/6 кВ №14	1	1	23173	ні	2020	2020	345	2022	2022		22828			Амортизацій ні відрахування	1, 2, 8, 9	СПР ст.37, Акт технічного опосвідчення 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 ошинування ВРУ-35 кВ; - ретрофіт в існуючих комірок ЗРУ-6 кВ (виконати заміну існуючих МВ на ВкВ ; - монтаж нових ТН, ТВП, ТВП підключити на секцію; - виконати перевірку захищеності обладнання ПС від прямих ударів блискавки, при необхідності встановити додаткові блискавовідводи; - встановити ШОТ, захист присідань 6 кВ виконати на базі мікропроцесорних блоків захисту, замінити панель управління МВ 35 кВ; - заміна силових трансформаторів; - виконати заміну всієї кабельно-провідникової продукції заміненних комірок; - виконати опалення та кондиціонування приміщень; - виконати охорону та пожежну сигналізацію; - заміна мережі лацюгів зовнішнього освітлення.	ст.33,113	
2.2.12.	Технічне переоснащення ПС-35/10 «НМФ»	1	1	20350,17	ні	2020	2020	345	2023	2023		20005,17			Амортизацій ні відрахування	1, 2, 8, 9	СПР ст.34, Акт технічного опосвідчення від 17.05.2017 р.	Проектом передбачається: - організація обліку по стороні 35 кВ; - заміна обладнання ВРУ-35, встановлення ВкВ, встановлення нових ТС та ТН 35 кВ, монтаж нових роз'єднувачів, заміна ошинування ВРУ-35 кВ; - 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 комірок; - виконати опалення та кондиціонування приміщень; - виконати охорону та пожежну сигналізацію; - заміна мережі лацюгів зовнішнього освітлення.	ст.33,116	
2.3.	Ліній електропередачі рівня напруги 110 (154, 220) кВ, усього			600				600												
2.3.1.	ПЛ-150 кВ ЛІ-0-10-А/ЛІ-0-11-А	1,7	1,65	600	ні	2022	2022	600							Амортизацій ні відрахування	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.40,151	
2.4.	Ліній електропередачі рівня напруги 35 (27,5; 20) кВ, ус	133		401114,25				1817			55361,5	53112,45	71178,3	109061,66	110583,34					
2.4.1.	ПЛ-35 кВ ЛІ-Інг-31	17	17,2	19005,76	ні	2020	2020	667	2022	2023		18338,76			Прибуток на виробничі інвестиції	1, 2, 3	СПР ст. 64, 101, Акт дефектів від 18.04.2016р.	Повна реконструкція ПЛ-35 кВ в існуючому створі на нових фундаментах, на нових з/б проміжних та металевих анкерних опорах. Запроектувати також нове обладнання ПЛ: зрозозахисний трос та контури заземлення опор, провід АС-120, полімерну ізоляцію, полімерні ОПН, лінійну арматуру та інше. Металокопструкцій опор повинні бути оброблені гарячим цинкуванням.	ст.40,147	
2.4.2.	ПЛ-35 кВ ЛІ-МКР-31	20	19,6	24078,65	ні	2019	2019		2020	2021		24078,65			Прибуток на виробничі інвестиції	1, 2, 3	СПР ст. 64, 101, Акт дефектів від 12.05.2016р.	Реконструкція ПЛ-35 кВ; - встановлення нової ПЛ-35 кВ в створі існуючої ПЛ-35 кВ ЛІ-МКР-31; - згідно ПУЕ 2017 року п. 2.5.86 та відповідно табл.2.5.16 з урахуванням, що ПЛ-35 кВ ЛІ-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 проводу, на перетинаннях через залізничі, 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-лапцюговим як на проміжних так і на анкерних опорах; - встановлення металевих уніфікованих опор - Анкерно-кутові, кінцеві опори, опори для відгалуження; - для захисту від перенапруг на кінцевих опорах на кожну фазу встановити обмежувачі перенапруг; ОПН-35; - зрозозахист ПЛ виконати тросом марки ТК-50 зі сталевих оцинкованих проволоч.	стр.39,146	
2.4.3.	ПЛ-35 кВ ЛІ-0-ЮЖ-31/ЛІ-0-ЮЖ-32	2/4, 8	9,6	7441,54	ні	2021	2021	550	2024	2024				6891,54	Амортизацій ні 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, зрозозахисний трос та контури заземлення опор, провід АС-120, полімерну ізоляцію, полімерні ОПН, лінійну арматуру та інше. Металокопструкцій опор повинні бути оброблені гарячим цинкуванням.	ст.39,148	

2.4.4.	ЛІ-САЗ	2,2	2,2	2496,6	ні	2022	2022	600	2024	2024					1896,6		Інші джерела (за потоки реактивної енергії)	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, зрозозахисний трос та контури заземлення опор, провід АС-120, полімерна ізоляція, полімерні ОПН, лінійну арматуру та інше. Металооконструкції опор повинні бути оброблені гарячим цинкуванням.	ст.39,149	
2.4.5.	Будівництво (реконструкція) ПЛ-6 кВ з перводом на ПЛ-20 кВ м. Вільногірськ	4	4	5200	так	2018	2018		2021	2022			2600	2600			Прибуток на виробничі інвестицій	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.150	
2.4.6.	Будівництво (реконструкція) КЛ-6 кВ з перводом на КЛ-20 кВ	80	80	342891,7	так	2018	2018		2020	2024			55361,5	26433,8	68578,3	90722,9	101795,2	Прибуток на виробничі інвестицій	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.150
	Усього (сума по п. 2.1-2.4)			1026071,174				5077,27					145665,885	192575,17	181030,16	311597,619	190125,07					
	Усього (сума по п. 1 та 2)			1550476,384				7177,27					214525,265	237140,97	255458,59	323823,419	512350,87					
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	0,43	245,5	ні	2 020	2 020	52,0	2 021	2 021			193,5									
3.1.2.	Будівництво КЛ-0,4 кВ	0,05	0,05	85	ні	2 023	2 023	10	2 024	2 024							75					
3.2.	Павлоградські РЕМ, усього			0																		
3.2.1.	Будівництво розвантажувального ТП-6/0,4 кВ	4	4	3056	ні	2 020	2 022	76,0	2 021	2 023			820,0	1 460,0	700,0							
3.2.2.	Будівництво КЛ-0,4 кВ	0,18	0,18	108,0	ні	2 022	2 022	7,2	2 023	2 023					100,8							
3.3.	Дніпроперовські РЕМ , усього			0																		
3.3.1.	Будівництво розвантажувального ТП-6/0,4 кВ	1	1	606	ні	2 020	2 020	56,0	2 021	2 021			550,0									
3.3.2.	Будівництво КЛ 6 кВ	16,8	16,8	50183,42	ні	2 020	2 023	1 513,42	2 021	2 024			2 480,0	17 360,0	25 420,0	3 410,0						
3.4.	Жовтоводські РЕМ , усього			0																		
3.4.1.	Будівництво розвантажувального ТП-6/0,4 кВ	3	3	1040	ні	2 021	2 023	180,0	2 022	2 024				460,0		400,0						
3.4.2.	Будівництво ПЛ-10 кВ	0,8	0,8	430	ні	2 020	2 020	70,0	2 021	2 021			360,0									
3.5.	Криворізькі РЕМ , усього			0																		
3.5.1.	Будівництво розвантажувального ТП-6/0,4 кВ	2	2	1266	ні	2 020	2 020	66,0	2 021	2 021			1 200,0									
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	9	9	955	ні	2 020,0	2 021,0	30,0	2 020	2 024			105,0	170,0	215,0	300,0	135,0					
4.1.2.	Реконструкція ПЛ-0,4 кВ	18,3	18,3	11747,2	ні	2 021,0	2 024,0	47,4	2 021	2 024			5 000,0	6 060,1			639,7					
4.1.3.	Реконструкція КЛ-6 кВ	2,03	2,03	4280,13	ні	2 021,0	2 024,0	176,4	2 022	2 023				3 483,7	620,0							
4.1.4.	Реконструкція КЛ 0,4 кВ	0,54	0,54	170,97	ні	2 021,0	2 024,0	21,8	2 022	2 024				54,0			95,2					
4.2.	Криворізькі РЕМ , усього			0																		
4.2.1.	Технічне переоснащення ТП, РП 10(6)/0,4 кВ	13	13	3760	так				2 020	2 024			560,0	800,0	800,0	800,0	800,0					
4.2.2.	Реконструкція ПЛ-0,4 кВ	4,72	4,72	3378,36	ні	2 020,0	2 020,0	30,0	2 021	2 021			3 348,4									
4.2.3.	Реконструкція ПЛ 6 кВ	1,04	1,04	1068,2	так				2 020	2 020			1 068,2									
4.2.4.	Реконструкція КЛ-10 кВ	0,52	0,52	1176,07	так				2 020	2 020			1 176,1									
4.3.	Павлоградські РЕМ, усього			0																		
4.3.1.	Технічне переоснащення ТП, РП 10(6)/0,4 кВ	24	24	4875	так				2 020	2 024			1 230,0	1 000,0	1 000,0	1 000,0	645,0					
4.3.2.	Реконструкція ПЛ-10 кВ	0,82	0,82	393,6	ні	2 022,0	2 022,0	24,6	2 023	2 023					369,0							
4.3.3.	Реконструкція ПЛ-0,4 кВ	4,4	4,4	3254,52	ні	2 020,0	2 022,0	131,9	2 021	2 023			734,1	1 926,9	461,5							
4.3.4.	Реконструкція КЛ-10 кВ	13,7	13,7	33571,15	ні	2 021,0	2 022,0	789,8	2 020	2 023			7 383,3	19 353,0	6 045,0							
4.3.5.	Реконструкція КЛ 0,4 кВ	3,3	3,3	2077,9	ні	2 020,0	2 021,0	263,5	2 021	2 022			1 713,6	100,8								
4.4.	Жовтоводські РЕМ , усього			0																		
4.4.1.	Технічне переоснащення ТП, РП 10(6)/0,4 кВ	21	21	6124,17	ні	2 020,0	2 020,0	60,0	2 020	2 023			1 039,0	1 350,0	1 000,0	1 060,0	1 615,2					
4.4.2.	Реконструкція ПЛ 6 кВ	10,2	10,2	9361,8	так				2 020	2 021			7336,8	2 025,0								
4.4.3.	Реконструкція ПЛ-0,4 кВ	1	1	758,55	ні	2 021,0	2 023,0	30,8	2 022	2 024				514,8		213,0						
4.4.4.	Реконструкція КЛ-6 кВ	3,76	3,76	12018,5	ні	2 021,0	2 021,0	362,5	2 022	2 022				11 656,0								
4.4.5.	Реконструкція КЛ 0,4 кВ	0,13	0,13	76,8	ні	2 020,0	2 020,0	5,1	2 021	2 021			71,7									
4.5.	Дніпроперовські РЕМ , усього			0																		
4.5.1.	Технічне переоснащення ТП, РП 10(6)/0,4 кВ	28	28	6953	ні	2 020,0	2 023,0	263,0	2 020	2 024			1 035,0	1 065,0	2 005,0	1 065,0	1 520,0					
4.5.2.	Реконструкція КЛ-6 кВ	10,3	10,3	26860,28	ні	2 021,0	2 024,0	913,3	2 022	2 024				16 430,0	4 340,0	5 177,0						
	Усього по п. 3:			57019,9				2030,6					0,0	5603,5	19280,0	26220,8	3885,0					
	ТП (РП)	10	10	5 968,0				378,0					0,0	2 570,0	1 920,0	700,0	400,0					
	ЛЕП	17,8	17,8	51051,9				1652,6					0,0	3033,5	17360,0	25520,8	3485,0					
	Усього по п. 4:			132861,20				3150,08					20933,41	17277,78	64599,36	16060,50	10840,07					
	ТП (РП)	95	95	22 667,2				353,0					3 969,0	4 385,0	5 020,0	4 225,0	4 715,2					
	ЛЕП	74,8	74,8	110194,03				2797,08					16964,41	12892,78	59579,36	11835,50	6124,90					
	Усього по п. 3, 4			189 881,1				5 180,7					20 933,4	22 881,3	83 879,4	42 281,3	14 725,1					
5	Інші заходи, усього																					
5.1	Актуалізація схеми перспективного розвитку ел.мереж			1102,5		2020	2020	1102,5											КСР		ст.120	
5.2	Розміщення пристроїв фіксації/аналізу показників якості електроенергії			1163,32								269	293,91	194	293,91	112,5			Амортизаційні відрахування, прибуток на виробничі інвестицій			
5.3	Заходи зі зниження нетехнічних витрат електричної енергії			201360,32								9171,72	57683,4	38395,4	49170,4	46939,4			Амортизаційні відрахування,	КСР		ст.49
5.4	Заходи з удос																					

* Довжина ліній електропередачі вказується по трасі ліній.

** Зазначити відповідний рік.

Генеральний директор-
Голова Правління
(або особа, яка виконує його обов'язки)

"18" 12 2019 року



М.В. Кирса
(прізвище, ім'я, по батькові)

Пронумеровано, пронумеровано та скріплено печаткою
на 218 (двісті вісімнадцять) аркушах

Генеральний директор -

Голова Правління

І ПАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»

« 18 » 2019 р.

М.В. Корса

