



# ОДЕСАОБЛЕНЕРГО

**Затверджено:**

Генеральний директор  
АТ "ОДЕСАОБЛЕНЕРГО"



О.В. Фоменко

<b>План розвитку системи розподілу</b>	
<b>Найменування оператора системи розподілу</b>	<b>АТ "ОДЕСАОБЛЕНЕРГО"</b>
<b>П'ятирічний період</b>	з 2020 до 2024

*Висновок ОСП*

*від 24.10.2019р. №01/41207*

*Висновок Міненерговугілля*

*від 29.11.2019р. №01/29-10321*

**Одеса, 2019**

## Зміст

	Вступ.....	5
1	ФАКТИЧНІ ТА ПРОГНОЗНІ ОБСЯГИ ПОПИТУ НА ЕЛЕКТРИЧНУ ЕНЕРГІЮ ТА ПОТУЖНІСТЬ У СИСТЕМІ РОЗПОДІЛУ, ОБСЯГИ РОЗПОДІЛУ (У Т.Ч. ТРАНЗИТУ) ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ МЕРЕЖАМИ ОСР.....	8
2	ФАКТИЧНІ ТА ОБҐРУНТОВАНІ ПРОГНОЗНІ ОБСЯГИ ВІДПУСКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ВИРОБНИКІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ, ПРИЄДНАНИХ ДО СИСТЕМИ РОЗПОДІЛУ .....	11
3	ЗАПЛАНОВАНІ ТА ПРОГНОЗНІ РІВНІ ПОТУЖНОСТІ В КОЖНІЙ ТОЧЦІ ПРИЄДНАННЯ СИСТЕМИ РОЗПОДІЛУ ДО СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ ТА ДО СИСТЕМ РОЗПОДІЛУ ІНШИХ ОСР ТА/АБО ЗБІЛЬШЕННЯ ПОТУЖНОСТІ ДЛЯ ІСНУЮЧИХ ТОЧОК ПРИЄДНАННЯ .....	12
4	ЗАХОДИ З БУДІВНИЦТВА ОБ'ЄКТІВ СИСТЕМИ РОЗПОДІЛУ, ВКЛЮЧАЮЧИ ЗАСОБИ РЗА, ПА І ЗВ'ЯЗКУ, ПОТРЕБА В ЯКИХ ВИЗНАЧЕНА ОСП ВІДПОВІДНО ДО ВИМОГ ПІДТРИМАННЯ НАЛЕЖНОГО РІВНЯ ОПЕРАЦІЙНОЇ БЕЗПЕКИ .....	15
5	ОБСЯГ ДІЮЧИХ ЖДЕРЕЛ ГЕНЕРАЦІЇ ВДЕ.....	15
6	ІНФОРМАЦІЯ ЩОДО НОВИХ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК ВИРОБНИЦТВА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ, ЯКІ МАЮТЬ БУТИ ПРИЄДНАНІ ДО СИСТЕМИ РОЗПОДІЛУ .....	19
7	ДАНІ ЩОДО ПРОГНОЗНОЇ ПОТУЖНОСТІ ПРИЄДНАННЯ НОВИХ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК НА ОСНОВІ ЗАЯВ ПРО ПРИЄДНАННЯ ТА ДОСТУПНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ТОЧКАХ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПОТУЖНОСТІ .....	29
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 .....	41
9	ДАНІ ЩОДО ЗАВАНТАЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ НАПРУГОЮ 20 КВ ТА ВИЩЕ В ХАРАКТЕРНІ ПЕРІОДИ ЇХ РОБОТИ ДЛЯ НОРМАЛЬНИХ ТА РЕМОНТНИХ РЕЖИМІВ .....	43
9.1	Аналіз існуючих навантажень ПС 110 кВ АТ "Одесаобленерго" .....	43
9.2	Аналіз перспективних навантажень ПС 110 кВ АТ "Одесаобленерго" .....	44
9.3	Аналіз поточкорозподілу та рівнів напруг в електричних мережах в максимумі зимових 2018 року .....	45
9.4	Аналіз поточкорозподілу та рівнів напруг в електричних мережах в денному зниженні літніх навантажень 2020 року.....	54
9.5	Аналіз поточкорозподілу та рівнів напруг в електричних мережах в максимумі зимових навантажень 2024 року.....	61
9.6	Аналіз поточкорозподілу та рівнів напруг в електричних мережах в денному зниженні літніх навантажень 2024 року.....	66
10	ІНФОРМАЦІЯ (ФАКТИЧНІ ТА ЗАПЛАНОВАНІ РІВНІ ПОКАЗНИКІВ) ЩОДО ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ (КОМЕРЦІЙНА ЯКІСТЬ ПОСЛУГ, НАДІЙНІСТЬ (БЕЗПЕРЕРВНІСТЬ) ТА ЯКІСТЬ	72



	ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ) ТА ЗАХОДІВ, НАПРАВЛЕНИХ НА ЇЇ ПІДВИЩЕННЯ.....	
10	ІНФОРМАЦІЯ (ФАКТИЧНІ ТА ЗАПЛАНОВАНІ РІВНІ ПОКАЗНИКІВ) ЩОДО ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ (КОМЕРЦІЙНА ЯКІСТЬ ПОСЛУГ, НАДІЙНІСТЬ (БЕЗПЕРЕРВНІСТЬ) ТА ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ) ТА ЗАХОДІВ, НАПРАВЛЕНИХ НА ЇЇ ПІДВИЩЕННЯ.....	72
12	ІНФОРМАЦІЯ ЩОДО ЗАПЛАНОВАНОГО ВИВЕДЕННЯ ОБЛАДНАННЯ СИСТЕМИ РОЗПОДІЛУ З ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТА ОЦІНКА ВПЛИВУ ТАКОГО ВИВЕДЕННЯ .....	79
13	ПЛАНИ В ЧАСТИНІ ЗАХОДІВ З КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ .....	79
14	ПЛАНИ В ЧАСТИНІ УЛАШТУВАННЯ "ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОГО" ОБЛІКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ.....	80
15	ФАКТИЧНІ ТА ПРОГНОЗНІ ВИТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В СИСТЕМІ РОЗПОДІЛУ ТА ЗАХОДИ, НАПРАВЛЕНІ НА ЇХ ЗНИЖЕННЯ.....	83
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.....	85
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.....	86
18	ІНФОРМАЦІЯ ЩОДО ОБ'ЄКТІВ НЕЗАВЕРШЕНОГО БУДІВНИЦТВА, РЕКОНСТРУКЦІЇ ТА ТЕХНІЧНОГО ПЕРЕОСНАЩЕННЯ .....	86
19	УЗАГАЛЬНЕНИЙ ТЕХНІЧНИЙ СТАН ОБ'ЄКТІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ СИСТЕМИ РОЗПОДІЛУ.....	87
19.1	Аналіз технічного стану ліній електропередавання 35-110 кВ АТ "Одесаобленерго" .....	97
19.2	Узагальнений перелік та стан мережі 0,4-10 кВ АТ "Одесаобленерго" .....	98
20	ОЦІНКА ВІДПОВІДНОСТІ ПАРАМЕТРІВ КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ РОЗРАХУНКОВИМ РІВНЯМ СТРУМІВ К.З., В Т.Ч. І НОРМАТИВНОЇ ШВИДКОСТІ ВІДНОВЛЕННЯ НАПРУГИ НА КОНТАКТАХ ВИМИКАЧІВ .....	104
21	ПООБ'ЄКТНИЙ ПЕРЕЛІК ПРОЕКТІВ З НОВОГО БУДІВНИЦТВА, РЕКОНСТРУКЦІЇ ТА ТЕХНІЧНОГО ПЕРЕОСНАЩЕННЯ ЕНЕРГООБ'ЄКТІВ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ 20-110 КВ.....	108
21.1	Обґрунтування необхідності впровадження заходів плану розвитку системи розподілу по об'єктах 20 кВ та вище .....	108
21.1.1	Аналіз переведення мереж 6-10 кВ на клас напруги 20 кВ .....	108
21.1.2	Реконструкція ПС 110 кВ "Суворівська" .....	113
21.1.3	Будівництво ПС 110/20 кВ "Аеропортівська" .....	116
21.1.5	Будівництво ПС 110/10 кВ "Червоний Хутір" .....	117
21.1.6	Будівництво ПС 110/35/10 кВ "Олександрівка" .....	119
21.1.7	Будівництво КЛ 110 кВ Маразліївська – Чумка .....	122



21.1.8	Будівництво ПЛ 110 кВ Кароліно – МІЗ та Овідіополь – МІЗ з реконструкцією ВРП 110 кВ ПС 110 кВ "МІЗ" .....	123
21.1.9	Продовження реконструкції ПС 110 кВ "Чумка" .....	124
21.1.10	Продовження реконструкції ПС 110 кВ "Кримська" .....	125
21.1.11	Реконструкція РУ 10 кВ ПС 110 кВ "Кримська" .....	129
21.1.12	Реконструкція ПС 110 кВ "ЮЗР" .....	130
21.1.13	Реконструкція ПС 110 кВ "Ізмаїл" .....	131
21.1.14	Реконструкція ПС 110 кВ "Кілія" .....	132
21.1.15	Реконструкція ПС 110 кВ "Еталон" .....	133
21.1.16	Реконструкція ПС 110 кВ "Б. Дністровськ" .....	133
21.1.17	Реконструкція ПС 110 кВ "МІЗ" (трансформатори, РУ 10 кВ) .....	133
21.1.18	Реконструкція ПС 110 кВ "Ш. Балка" .....	133
21.1.19	Реконструкція ПС 110 кВ "Ленінська" .....	133
21.1.20	Реконструкція ПС 110 кВ "Іллічівськ" .....	134
21.1.21	Реконструкція ПС 110 кВ "Олексіївка" .....	134
21.1.22	Реконструкція ПС 110 кВ "Ісаєво" .....	135
21.1.23	Реконструкція ПС 110 кВ "Сєверна" .....	135
21.1.24	Реконструкція ПС 110 кВ "Кучургани" .....	135
21.1.25	Реконструкція ПС 110 кВ "Роздільна" .....	135
21.1.26	Реконструкція ПС 110 кВ "Овідіополь" .....	136
21.1.27	Реконструкція ПС 110 кВ "ЗРС" .....	136
21.1.28	Реконструкція ПС 110 кВ "Теплична" .....	136
21.1.29	Реконструкція ПС 110 кВ "Чорноморка" .....	136
21.1.30	Реконструкція ПС 110 кВ "Струмок" .....	137
21.1.31	Реконструкція ПЛ 110 кВ Лиманчик – ГРЕС .....	137
21.1.32	Реконструкція ПЛ 110 кВ Усатово – Лиманчик .....	137
21.1.33	Реконструкція ПЛ 110 кВ Чумка – Аркадія .....	137
21.1.34	Реконструкція ПЛ 110 кВ Усатово – Чумка та ОТЕЦ – Чумка .....	138
21.1.35	Реконструкція ПЛ 110 кВ Застава – Чумка та Застава – ЮЗР .....	138
21.1.36	Реконструкція ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово .....	138
21.1.37	Реконструкція ПЛ 110 кВ Таїрово – Аркадія .....	138
21.2	Пооб'єктний перелік проектів з нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення елементів системи розподілу рівня напруги 20 кВ і вище та узагальнений перелік заходів для рівня напруги нижче 20 кВ із прив'язкою до відповідних районів та зазначенням відповідного обсягу інвестицій і строків виконання впродовж наступних 5 календарних років .....	139
21.3	Заходи плану розвитку системи розподілу по об'єктах 0,4-10 кВ .....	174
23	ОСНОВНІ ЗАХОДИ В ЧАСТИНІ ВПРОВАДЖЕННЯ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО КЕРУВАННЯ, ВПРОВАДЖЕННЯ КОМПЛЕКСУ СИСТЕМИ ЗВ'ЯЗКУ ДИСПЕТЧЕРСЬКО-ТЕХНОЛОГІЧНОГО УПРАВЛІННЯ ТОЩО .....	182
24	АНАЛІЗ ВИТРАТ ТА ВИГОД (З УРАХУВАННЯМ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ) ПРОЕКТІВ З РОЗВИТКУ СИСТЕМИ РОЗПОДІЛУ .....	197
25	ВИСНОВКИ .....	202



## Вступ

При формуванні Плану розвитку керувалися вимогами СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-103:2014, заходами, передбаченими Схемою розвитку електромереж 35кВ та вище м.Одеса на період 2016-2025рр та Схемою перспективного розвитку розподільних електричних мереж 20 кВ та вище на період з 2020 до 2029 рр. АТ "Одесаобленерго", розробка якої наразі знаходиться на завершальному етапі.

План розвитку враховував:

- заходи, передбачені в "Плані розвитку системи передачі на 2020-2029 роки";
- обґрунтовану необхідність нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення електричних мереж Одеської області, з урахуванням технічного стану та звернень замовників;
- обґрунтованих прогнозів обсягів попиту на електричну енергію та потужність;
- схем видачі потужностей генеруючих одиниць, що приєднані до електричних мереж;
- Плани і схеми планування територій районів Одеської області, генеральних планів населених пунктів;
- забезпечення контролю реактивної потужності на підстанціях 20-110 кВ;
- вимоги екологічних стандартів і нормативів.

При розробці Плану розвитку запропоновані заходи повинні забезпечувати:

- суттєве покращення стану електричних мереж;
- необхідну пропускну спроможність електромереж згідно з наявними та прогнозними потребами споживачів та замовників щодо споживання електричної енергії;
- достатню пропускну спроможність розподільної мережі потребам споживачів енерговузлів, що розвиваються;
- зниження технічних та понаднормативних втрат електроенергії в елементах електричної мережі;
- покращення якості та зменшення термінів ремонтно-відновлювальних робіт;
- удосконалення системи керування енергосистемою;
- розвиток системи та засобів зв'язку енергокомпанії;
- впровадження прогресивних технічних засобів, систем та технологій енергозабезпечення.

Заходи Плану розвитку направлені на:

- удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання для населених пунктів, окремих об'єктів, електричних мереж, що включені в План розвитку;
- підвищення рівня якості електропостачання, удосконалення системи їх моніторингу;
- зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл та комерційних витрат;
- інтеграцію в електричні мережі генерації виробників з використання альтернативних джерел енергії;
- впровадження "інтелектуальних" лічильників та автоматизованих систем обліку електричної енергії;
- зменшення впливу на навколишнє природне середовище;
- розвиток дистанційно керованих систем розподілу та "інтелектуальних" мереж;



- підвищення енергоефективності роботи розподільних електромереж шляхом їх реконфігурації, автоматизації та підвищення рівня середньої напруги;
- при розробці Плану повинні бути враховані фактори, що впливають на строк проведення запланованих робіт з проектування, реконструкції, будівництва, час для отримання відповідних дозвільних документів згідно з чинним законодавством України.

Всі проекти Плану розвитку мають комплексний характер та пов'язані з іншими заходами, які впроваджує Компанія. Проекти, що прийняті до реалізації, узгоджені з основними напрямками розвитку єдиної енергосистеми та її станом.

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

План передбачає комплекс заходів, спрямованих на поліпшення технічного стану електричних мереж з урахуванням підготовки їх роботи в несприятливих погодних умовах, осінньо-зимовий період на найближчі роки, що поліпшить надійність та дозволить забезпечити безперервне електропостачання споживачів Компанії. До таких заходів відносяться модернізація та реконструкція кабельних та повітряних ліній, а також електрообладнання 6-110 кВ. Ряд заходів передбачає модернізацію і реконструкцію мереж з впровадженням перспективного устаткування, автоматизованих систем керування, систем релейного захисту та протиаварійної автоматики тощо.

В регіоні інтенсивно впроваджуються проекти ВДЕ (сонячні, вітрові електростанції та електростанції з використання біосировини).

Територія, на якій компанія здійснює свою діяльність, становить 33,6 тис. км<sup>2</sup> (5,5% території України). АТ "Одесаобленерго" забезпечує електропостачання приблизно 1 млн. фізичних осіб (5% населення України).

***До складу АТ "Одесаобленерго" входять:***

- 10 РЕМ прямого підпорядкування;
- Ізмаїльські електричні мережі, яким безпосередньо підпорядковані 5 районів електричних мереж (далі РЕМ).
- Подільські електричні мережі, яким безпосередньо підпорядковані 12 РЕМ;
- РСУТ – центр;
- Управління АТ "Одесаобленерго".

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

- розподіл та надійне постачання електричної енергії споживачам на умовах укладання договорів за тарифами, які регулюються згідно чинного законодавства в умовах функціонування єдиної енергосистеми України;
- здійснення єдиної інвестиційної політики та залучення капіталу;
- проведення єдиної науково-технічної політики і впровадження нових прогресивних видів техніки і технологій;

***Предмет діяльності Товариства:***

- розподіл електричної енергії;
- експлуатація ліній електропередач та підстанцій;
- проектування, будівництво, реконструкція, технічне переозброєння і капітальний ремонт електричних мереж, споруд, машин і механізмів;
- інше згідно із Статутом Товариства.



**Табл. 1. Загальні характеристики АТ "Одесаобленерго"**

<b>Параметр</b>	<b>Одиниця виміру</b>	<b>2018 рік</b>
Площа території, на якій здійснюється діяльність	тис. км <sup>2</sup>	33,6
Кількість абонентів, всього	од.	1 012 685
по 1 класу напруги	од.	120
по 2 класу напруги	од.	34 090
в т.ч. населення	од.	978 475
Загальна довжина електричних мереж	км	40 205,13
з них: повітряних:	км	36 733,22
110 кВ	км	2 458,87
35 кВ	км	3 923,87
0,4-6/10-20 кВ	км	30 350,47
кабельних:	км	3 471,92
Сумарна потужність власних трансформаторів	МВА	6 616,82
35-110 кВ	МВА	3 951,46
6/10 кВ – 20 кВ	МВА	2 665,36
Загальна кількість підстанцій	од.	9 379
35-110 кВ	од.	275
0,4-6/10кВ – 20 кВ	од.	9 104





# 1. ФАКТИЧНІ ТА ПРОГНОЗНІ ОБСЯГИ ПОПИТУ НА ЕЛЕКТРИЧНУ ЕНЕРГІЮ ТА ПОТУЖНІСТЬ У СИСТЕМІ РОЗПОДІЛУ, ОБСЯГИ РОЗПОДІЛУ (У Т.Ч. ТРАНЗИТУ) ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ МЕРЕЖАМИ ОСР

За період 2015-2018 рр. у Компанії електроспоживання електричної енергії залишається практично на одному рівні. Електроспоживання за період 2015-2018 рр. наведено у Табл. 2.

**Табл. 2. Електроспоживання (реалізація електричної енергії), млн. кВт×год**

Показники	2015	2016	2017	2018
<b>Електроспоживання (брутто)</b>	6665,34	6701,34	6553,02	6703,93
у тому числі:				
промисловість	940,6	872,5	814,2	788,9
будівництво	50,01	57,76	55,17	65,2
транспорт	260,3	278,7	259,9	261,4
сільське господарство	123,2	121,0	117,9	120,2
комунально-побутове господарство	917,9	640,71	935,61	968,28
населення	3120,4	3008,48	2928,8	2991,47
інше	461,1	490,0	530,1	570,7
<i>Блок станціями та комунальними ТЕЦ</i>	2,1	2,01	1,9	2,16

**Табл. 3. Максимальні та мінімальні навантаження**

	Електричні навантаження за роками, у т.ч.			
	2015	2016	2017	2018
Максимальне, МВт	1296	1301	1191	1300
Мінімальне, МВт	481	483	503	509

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

$$W(t) = W(0) \cdot (1 + w_{nn})^t,$$

де  $W(t)$  – прогноз споживання ел./ен. на  $t$  рік, кВт×год/рік;  $W(0)$  – споживання ел./ен. на початку перспективного періоду, кВт×год/рік;  $w_{nn}$  – відносний перспективний середньорічний приріст споживання ел./ен.;  $t$  – рік визначення прогнозу.

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

$$w_{nn} = \begin{cases} \frac{w_{pn} + w_6}{2}, & \text{якщо } w_{pn} \geq w_6 \\ w_6, & \text{якщо } w_{pn} < w_6 \end{cases}$$

де  $w_{nn}$  – відносний річний приріст споживання електроенергії на перспективний період, долі одиниці;  $w_{pn}$  – відносний ретроспективний приріст споживання електроенергії, долі одиниці;  $w_6$  – мінімальний річний приріст гарантованого споживання електроенергії, долі одиниці.

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

Відносний ретроспективний приріст споживання ел./ен. визначається за виразом:





$$w_{pn} = \frac{\sum_{T=1}^{T_p-1} \frac{W_{pn}(T) - W_{pn}(T+1)}{W_{pn}(T)} \cdot \frac{1}{T}}{\sum_{T=1}^{T_p-1} \frac{1}{T}}$$

де  $w_{pn}$  – відносний ретроспективний приріст споживання електроенергії, долі одиниці;  
 $T_p$  – кількість років ретроспективного періоду;  $T$  – порядковий номер ретроспективного року;  $W_{pn}(T)$  – споживання електроенергії в поточному номері року ретроспективного періоду, кВт×год.

Перевагами методики є те, що при розрахунку відносного перспективного середньорічного приросту навантаження з більшою вагою враховується динаміка зміни навантаження попередніх років по відношенню до більш віддалених по часу років. Ще однією з переваг є застосування в методиці гарантованого мінімального річного приросту навантаження, у випадках незначного або навіть від'ємного середньорічного приросту навантаження. Перспективні показники електроспоживання наведено в **Табл. 4**.

**Табл. 4. Перспективні показники електроспоживання (реалізація електричної енергії), млн. кВт×год**

Показники	2015	2016	2017	2018	Відносний ретроспективний приріст, %	Прийнятий приріст, %	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<b>Електроспоживання (брутто)</b>	6665.34	6701.34	6553.02	6703.93			6786.37	6838.68	6891.48	6944.78	6998.59	7052.90
(+)Збільш./(-)зменш. від попер. року в %		0.54	-2.21	2.30			1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23
у тому числі:												
промисловість	940.60	872.50	814.20	788.90	-4.83	0.5	792.84	796.81	800.79	804.80	808.82	812.86
(+)Збільш./(-)зменш. від попер. року в %		-7.24	-6.68	-3.11			0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
будівництво	50.01	57.76	55.17	65.20	11.51	1	65.85	66.51	67.18	67.85	68.53	69.21
(+)Збільш./(-)зменш. від попер. року в %		15.50	-4.48	18.18			1	1	1	1	1	1
транспорт	260.30	278.70	259.90	261.40	-0.24	0.5	262.71	264.02	265.34	266.67	268.00	269.34
(+)Збільш./(-)зменш. від попер. року в %		7.07	-6.75	0.58			0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
сільське господарство	123.20	121.00	117.90	120.20	0.04	0.5	120.80	121.41	122.01	122.62	123.24	123.85
(+)Збільш./(-)зменш. від попер. року в %		-1.79	-2.56	1.95			0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
комунально-побутове господарство	917.90	640.71	935.61	968.28	8.97	1	977.96	987.74	997.62	1007.60	1017.67	1027.85
(+)Збільш./(-)зменш. від попер. року в %		-30.20	46.03	3.49			1	1	1	1	1	1
населення	3120.40	3008.48	2928.80	2991.47	-0.21	1	3021.38	3051.60	3082.11	3112.94	3144.07	3175.51
(+)Збільш./(-)зменш. від попер. року в %		-3.59	-2.65	2.14			1	1	1	1	1	1
інше	461.10	490.00	530.10	570.70	7.55	1	576.41	582.17	587.99	593.87	599.81	605.81
(+)Збільш./(-)зменш. від попер. року в %		6.27	8.18	7.66			1	1	1	1	1	1
Блок станціями та комунальними ТЕЦ	2.10	2.01	1.90	2.16	5.19	0.5	2.17	2.18	2.19	2.20	2.21	2.23
(+)Збільш./(-)зменш. від попер. року в %		-4.29	-5.47	13.68			0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5

## 2. ФАКТИЧНІ ТА ОБҐРУНТОВАНІ ПРОГНОЗНІ ОБСЯГИ ВІДПУСКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ВИРОБНИКІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ, ПРИЄДНАНИХ ДО СИСТЕМИ РОЗПОДІЛУ

Характеристику надходження електроенергії від джерел енергії наведено в Табл. 5.

Табл. 5. Характеристика надходження електроенергії в АТ "Одесаобленерго"

Надійшло енергії від	За 2017 рік, млн. кВт×г	За 2018 рік, млн. кВт×г
Ринок е/е України	6288,543	6155,843
ПАТ "ОТЕЦ"	53,356	54,033
Незалежні постачальники	312,76	387,494
Когенераційна установка	0,874	2,155
Сонячні станції	305,201	313,369

Як видно з таблиці, наразі Одеська область є різко дефіцитною.

Однак, в перспективі розвитку ждерел ВДЕ, до мереж АТ "Одесаобленерго" планується приєднання (в т.ч. введені в 2019) 420,66 МВт СЕС, 267,65 МВт ВЕС та 36,8 МВт ТЕЦ і біоЕС.

Прийнявши річне зростання електроспоживання області на рівні 2 % в рік, середньорічну річну генерацію 1 МВт СЕС на рівні 1,3 млн. кВт×г, середньорічну генерацію 1 МВт ВЕС на рівні 3,328 млн. кВт×г (за статистикою Ботієвської ВЕС) та час максимального навантаження перспективних ТЕЦ і біоЕС 5000 год/рік, можливо спрогнозувати характеристику надходження електроенергії в АТ "Одесаобленерго" на 2020 та 2024 роки (Табл. 6).

Табл. 6. Перспективне надходження електроенергії в АТ "Одесаобленерго"

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Ринок е/е України	5919.27	5543.92	4912.36	4782.93	4725.39	4700.06
(+)Збільш./(-)зменш. від попер. року в %	-3.84	-6.34	-11.39	-2.63	-1.20	-0.54
ПАТ "ОТЕЦ"	54	54	54	54	54	54
(+)Збільш./(-)зменш. від попер. року в %	0	0	0	0	0	0
Незалежні постачальники	406.87	427.21	448.57	471.00	494.55	519.28
(+)Збільш./(-)зменш. від попер. року в %	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00
Когенераційна установка	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
(+)Збільш./(-)зменш. від попер. року в %	0	0	0	0	0	0
Сонячні станції	350.12	465.90	583.77	689.16	722.05	722.05
(+)Збільш./(-)зменш. від попер. року в %	11.73	33.07	25.30	18.05	4.77	0.00
Вітрові станції	53.91	345.45	890.57	945.48	1000.40	1055.31
(+)Збільш./(-)зменш. від попер. року в %		540.74	157.80	6.17	5.81	5.49
ТЕЦ та біоТЕС	0	24	84	184	184	184



### 3. ЗАПЛАНОВАНІ ТА ПРОГНОЗНІ РІВНІ ПОТУЖНОСТІ В КОЖНІЙ ТОЧЦІ ПРИЄДНАННЯ СИСТЕМИ РОЗПОДІЛУ ДО СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ ТА ДО СИСТЕМ РОЗПОДІЛУ ІНШИХ ОСР ТА/АБО ЗБІЛЬШЕННЯ ПОТУЖНОСТІ ДЛЯ ІСНУЮЧИХ ТОЧОК ПРИЄДНАННЯ

По мережі 110 кВ АТ "Одесаобленерго" має зв'язки з мережею 110 кВ ДП "Молделектрика" та з мережею 110 кВ АТ "Миколаївобленерго".

По мережі 35 кВ АТ "Одесаобленерго" має зв'язок з АТ "Вінницяобленерго" (резервний), ПрАТ "Кіровоградобленерго", ПАТ "Миколаївобленерго" (резервний).

Живлення споживачів АТ "Одесаобленерго" відбувається в основному від наступних магістральних підстанцій (мереж ОСП): ПС 330 кВ "Подільська", ПС 220 кВ "Доброславська", ПС 220 кВ "Центроліт", ПС 330 кВ "Аджалик", ПС 330 кВ "Усатове", ПС 330 кВ "Новоодеська", ПС 330 кВ "Арциз".

Інформація щодо запланованих та прогнозних рівнів потужності (для максимуму зимових та денного зниження літніх навантажень) в кожній точці приєднання до ОСП або інших ОСР наведена в Табл. 7.

**Табл. 7. Заплановані та прогнозні рівні потужності в точках приєднання до інших ОСР або ОСП**

Елемент зв'язку	Перетік потужності, МВт							
	Максимум зимових навантажень (температура 0 °С)				Денне зниження літніх навантажень (температура +40 °С)			
	Р <sub>доп.</sub> , МВт	2018 рік	2020 рік	2024 рік	Р <sub>доп.</sub> , МВт	2018 рік	2020 рік	2024 рік
<b>ДП "Молделектрика"</b>								
ПЛ 110 кВ Старокозаче – МДРЕС	111	38	11	-10	72	-2	-29	-43
ПЛ 110 кВ Болград – Вулканешти № 1	111	61	18	34	72	-16	-37	-29
ПЛ 110 кВ Болград – Вулканешти № 2	111	22	21	10	72	-36	-30	-37
ПЛ 110 кВ Болград – Вулканешти № 3	85	-	21	10	55	-	-31	-38
ПЛ 110 кВ Кр. Окни – Василівка	111	-10	-10	-5	72	-3	-15	-16
ПЛ 110 кВ МДРЕС – Біляївка	111	24	6	11	72	6	-4	1
ПЛ 110 кВ МДРЕС – Роздільна	111	23	20	30	72	1	-6	6
<b>АТ "Вінницяобленерго"</b>								
ПЛ 35 кВ Загнітково – Студена	18,3	0	0	0	12	0	0	0
<b>ПрАТ "Кіровоградобленерго"</b>								
ПЛ 35 кВ Завалля – Саврань	27	3,8	3,8	4	18	3,4	3,5	3,7
<b>АТ "Миколаївобленерго"</b>								
ПЛ 110 кВ Березівка – Колосівка	98	35	14	16	64	21	-19	-16
ПЛ 35 кВ Ісаєво – Н. Павлівка	27	0	0	0	18	0	0	0
<b>Мережі ОСП</b>								
<b>ПС 330 кВ "Подільська", в т.ч.</b>								
ПЛ 110 кВ Подільська – Борщі	111	13	13	14	72	10	-7	-7
ПЛ 110 кВ Подільська – Северна	111	22	11	16	72	-2	-37	-38
ПЛ 110 кВ Подільська – Балта	85	6	4	6	55	4	1	1
ПЛ 110 кВ Подільська – Кр. Окни	111	19	13	10	72	8	-3	-2
<b>ПС 220 кВ "Доброславська", в т.ч.</b>								
ПЛ 110 кВ Доброславська – Сербка	85	25	19	14	55	26	-28	27
ПЛ 110 кВ Доброславська – Донська	111	-10	4	7	72	11	-11	-9
<b>ПС 220 кВ "Центроліт", в т.ч.</b>								
ПЛ 110 кВ Аджалик – Центроліт № 1	111	73	68	56	72	38	39	35
ПЛ 110 кВ Аджалик – Центроліт	111	73	68	56	72	38	39	35



Елемент зв'язку	Перетік потужності, МВт							
	Максимум зимових навантажень (температура 0 °С)				Денне зниження літніх навантажень (температура +40 °С)			
	Р <sub>доп.</sub> , МВт	2018 рік	2020 рік	2024 рік	Р <sub>доп.</sub> , МВт	2018 рік	2020 рік	2024 рік
№ 2								
ПЛ 110 кВ Центроліт – Більшовик	111	37	34	65	72	31	20	34
ПЛ 110 кВ Центроліт – Суворівська №1	98	16	11	3	64	11	11	11
ПЛ 110 кВ Центроліт – Суворівська №2	98	13	13	14	64	1	6	6
ПЛ 110 кВ Центроліт – Лузанівка	111	40	39	69	72	34	43	58
ПЛ 110 кВ Центроліт – Хімічна	85	6	6	2	55	11	1	1
<b>ПС 330 кВ "Аджалик", в т.ч.</b>								
ПЛ 110 кВ Аджалик – Аміачна	85	7	7	7	55	5	5	5
ПЛ 110 кВ Аджалик – Карбамідна № 1	85	3	3	3	55	12	12	12
ПЛ 110 кВ Аджалик – Карбамідна № 2	85	4	4	4	55	1	2	2
ПЛ 110 кВ Аджалик – Августівка № 1	132	3	3	3	86	0	0	0
ПЛ 110 кВ Аджалик – Августівка № 2	132	1	1	1	86	1	2	2
ПЛ 110 кВ Аджалик – Термінал № 1	132	0	0	0	86	0	0	0
ПЛ 110 кВ Аджалик – Термінал № 2	132	0	0	0	86	0	0	0
ПЛ 110 кВ Аджалик – Берегова № 1	85	13	-4	-4	55	13	-12	-12
ПЛ 110 кВ Аджалик – Берегова № 2	85	13	-4	-4	55	13	-12	-12
ПЛ 110 кВ Аджалик – Южне Енерджи	132	-	-37	-37	86	-	-37	-37
<b>ПС 330 кВ "Усатове", в т.ч.</b>								
ПЛ 110 кВ Усатове – Кіровська	132	1	-2	-28	86	-10	-11	-25
ПЛ 110 кВ Усатове – Лиманчик	111	6	2	-20	72	-4	1	-13
ПЛ 110 кВ Усатове – ОТЕЦ № 1	111	61	49	63	72	47	43	41
ПЛ 110 кВ Усатове – ОТЕЦ № 2	111	60	48	62	72	48	42	40
ПЛ 110 кВ Усатове – Чумка	111	80	56	79	72	49	50	62
КЛ 110 кВ Усатове – Маразлівська № 1	160	22	48	68	160	5	43	55
КЛ 110 кВ Усатове – Маразлівська № 2	160	20	50	65	160	5	28	51
ПЛ 110 кВ Усатове – Застава № 1	111	62	50	65	72	40	37	47
ПЛ 110 кВ Усатове – Застава № 2	111	63	51	66	72	40	43	47
ПЛ 110 кВ Усатове – Біляївка	85	7	-15	-16	55	0	-28	-28
ПЛ 110 кВ Усатове – Мирне	98	21	2	34	64	14	-15	-10
ПЛ 110 кВ Усатове – М. Долина	111	36	7	29	72	15	5	14
ПЛ 110 кВ Усатове – Новоодеська № 1	111	8	-12	-4	72	2	-15	-12
ПЛ 110 кВ Усатове – Новоодеська № 2	111	9	-10	-4	72	4	-15	-12
<b>ПС 330 кВ "Новоодеська", в т.ч.</b>								
ПЛ 110 кВ Новоодеська – Ш. Балка	98	21	22	22	64	12	0	1
ПЛ 110 кВ Новоодеська – Аккаржа	132	15	28	28	86	13	30	36
ПЛ 110 кВ Новоодеська – Усатове № 1	111	7	23	21	72	5	25	23
ПЛ 110 кВ Новоодеська – Усатове № 2	111	7	24	21	72	5	25	23
ПЛ 110 кВ Новоодеська – Теплодар № 1	85	2	3	3	55	-3	-1	-1
ПЛ 110 кВ Новоодеська – Теплодар № 2	85	2	-4	-3	55	-7	-7	-6
ПЛ 110 кВ Новоодеська – Канал	98	27	9	0	64	8	-22	-27
ПЛ 110 кВ Новоодеська – Іллічівськ	98	41	-25	-2	64	25	-35	-22



Елемент зв'язку	Перетік потужності, МВт							
	Максимум зимових навантажень (температура 0 °С)				Денне зниження літніх навантажень (температура +40 °С)			
	Р <sub>доп.</sub> , МВт	2018 рік	2020 рік	2024 рік	Р <sub>доп.</sub> , МВт	2018 рік	2020 рік	2024 рік
ПЛ 110 кВ Новоодеська – Овідіополь Енерджи	167	-	-100	-75	113	-	-107	-95
ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово № 1	111	48	47	51	72	28	38	44
ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово № 2	111	48	47	51	72	27	38	44
ПЛ 110 кВ Новоодеська – Мирне	98	15	36	34	64	11	36	34
<b>ПС 330 кВ "Арциз", в т.ч.</b>								
ПЛ 110 кВ Арциз – Залізничне	132	-4	2	9	86	-5	0	0
ПЛ 110 кВ Арциз – Болград	132	-1	2	12	86	1	3	5
ПЛ 110 кВ Арциз – Червоний Яр	111	37	22	30	72	-15	-38	-16
ПЛ 110 кВ Арциз – Бородіно	98	10	7	11	64	5	6	6
ПЛ 110 кВ Арциз – Арциз-110 № 1	111	5	18	25	72	5	-7	-27
ПЛ 110 кВ Арциз – Арциз-110 № 2	111	22	14	24	72	-37	-34	-33
ПЛ 110 кВ Арциз – Михайлівка	98	28	18	10	64	12	-9	-14
ПЛ 110 кВ Арциз – Білоліся	98	11	11	14	64	5	-19	-18
ПЛ 110 кВ Арциз – Старокозаче	98	15	-2	-12	64	12	5	-10
<b>РФ "Одеська Залізниця" АТ "Українська Залізниця"</b>								
ПЛ 110 кВ Сербка – Чапаївська	85	9	2	-3	55	13	10	13
ПЛ 110 кВ Аккаржа – М. Долина	111	3	16	8	72	0	16	9
ПЛ 110 кВ МІЗ – Тягова	85	3	0	-12	64	4	-8	-4
ПЛ 110 кВ Тягова – Б. Дністровськ	72	3	-6	5	47	3	1	-4

Для забезпечення інтеграції ВДЕ та збільшення надійності електропостачання споживачів в Південно-Західній частині Одеської області в максимальних режимах, інвестпрограмою 2019 року передбачено встановлення на ПС 110 кВ "Болград" комірки з елегазовим вимикачем 110 кВ для приєднання ПЛ 110 кВ Болград – Вулканешти № 3.

Для розвантаження ліній 110 кВ центральної частини м. Одеса цим Планом передбачено:

- реконструкція ПЛ 110 кВ Усатово – Чумка та ОТЕЦ – Чумка з заміною проводу на провід марки АС-240;
- реконструкція дволанцюгової ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово 1,2 з заміною проводу на провід марки АС-240;
- будівництво ПС 110 кВ "Червоний хутор" (2×40 МВА) з заходами ПЛ 110 кВ Новоодеська – Усатове №2 і КЛ 110 кВ Таїрове – Червоний Хутір для її підключення;

Вищезазначений перелік стосується збільшення потужності існуючих точок приєднання до мереж ОСП або до інших ОСР та ДП "Молделектрика".



#### **4. ЗАХОДИ З БУДІВНИЦТВА ОБ'ЄКТІВ СИСТЕМИ РОЗПОДІЛУ, ВКЛЮЧАЮЧИ ЗАСОБИ РЗА, ПА І ЗВ'ЯЗКУ, ПОТРЕБА В ЯКИХ ВИЗНАЧЕНА ОСП ВІДПОВІДНО ДО ВИМОГ ПІДТРИМАННЯ НАЛЕЖНОГО РІВНЯ ОПЕРАЦІЙНОЇ БЕЗПЕКИ**

У відповідності до листів ДП "НЕК "Укренерго" від 24.04.2019 № 01/15/054 та від 22.04.2019 № 01/14648 приєднання Дністровської ВЕС (100,05 МВт), СЕС ТОВ "Одеса Грін Енерджи" (9,8 МВт), СЕС ТОВ "Азімут Захід" (8 МВт), СЕС ТОВ "Татарбунари Солар-2" (8 МВт), СЕС ТОВ "Василівка Солар" (15 МВт), СЕС ТОВ "Кубей Солар" (8 МВт) є є можливим при умові заведення даних електростанцій під дію протиаварійної автоматики, що буде діяти на обмеження генерації зазначених електростанцій при одночасному відключенні ПЛ 330 кВ Молдавська ДРЕС – Арциз та ПЛ 400 кВ Молдавська ДРЕС – Вулканешти (або інших пар по зв'язках з південно-західною частиною Одеської області). Заходи з впровадження автоматики обмеження генерації будуть здійснюватись в рамках плати за приєднання вищезазначених об'єктів.

Крім вищеописаних вимог по приєднанням об'єктів ВДЕ до електричних мереж АТ "Одесаобленерго" в ОСП відсутні вимоги до Плану розвитку системи розподілу АТ "Одесаобленерго", необхідні для підтримання належного рівня операційної безпеки.

#### **5. ОБСЯГ ДІЮЧИХ ЖДЕРЕЛ ГЕНЕРАЦІЇ ВДЕ**

Обсяг діючих джерел генерації ВДЕ, приєднаних до електричних мереж АТ "Одесаобленерго" на разі становить **269,32** МВт (основна частина – це сонячні електростанції). Перелік діючих електростанцій наведений в **Табл. 8**.





**Табл. 8. Інформація по СЕС, приєднаних до мережі АТ "Одесаобленерго", станом на 26.03.2019**

Об'єк електроенергетики	Місце розташування	Точка приєднання	Назва ПС 110-150 кВ, до якої передається потужність електростанції	Назва ПС 220-750 кВ(електростанціїз РУ-220-750 кВт), в зоні дії якої перебуває електростанція	Вид джерела енергії (ВЕС, СЕС, Біогаз/Біомаса ЕС, Міні/мікро ЕС)	Встановлена потужність по виданим ТУ, МВт	Прогнозована дата та потужність введення в експлуатацію наступної черги (за наявністю)	Дата введення в експлуатацію (для об'єктів, як були введені в експлуатацію протягом 1 кварталу 2018р)
ТОВ "Франко Солар"	Одеська обл., Б-Дністровський р-н, смт Староказаче	РП-10 кВ ПС 110/35/10 к Староказаче	ПС 110 кВ Староказаче	ПС 330 кВ Новоодеська, ПС 330 Арциз	СЕС	22	-	12.07.2012
ТОВ "Франко Піві"	Одеська обл., Б-Дністровський р-н, смт Староказаче	РП-10 кВ ПС 110/35/10 кВСтароказаче	ПС 110 кВ Староказаче	ПС 330 кВ Новоодеська, ПС 330 Арциз	СЕС	22.5	-	01.07.2012
ТОВ "Дунайська СЕС-1"	Одеська обл. Арцизький р-н, с. Павловка.	ВРП-110 к ПС 11 кВАрциз	ПС 110кВ Арциз	ПС 330 кВ Арциз	СЕС	20	-	16.11.2012
ТОВ "Дунайська СЕС-2"	Одеська обл. Арцизький р-н, с. Павловка.	ВРП-110 кВ ПС 110 кВАрц з	ПС 110 кВ Арциз	ПС 330 кВ Арциз	СЕС	20	-	16.11.2012
ТОВ "Придунайська СЕС" (Болград-Солар)	Одеська обл., Болградський р-н	РП-110кВ ПС 110/35/10кВ Залізничне	ПС 110 кВ Залізничне	ПС 330 кВ Арциз	СЕС	40	-	07.08.2013
ТОВ "Кілія Солар", ТОВ "Кілія Піві" (ПРИОЗЕРНОЕ 1 2)	Одеська обл., м.Кілія	РП-110кВ ПС 110/35/10 Кілія	ПС 110 Кілія	ПС 330 кВ Арциз	СЕС	55	-	15.07.2013
ТОВ "Лиманська-Енерджи-1", ТОВ "Лиманська-Енерджи-2"	Одеська обл., м.Рені	РП-110кВ ПС 110/35/10кВ Рені	ПС 110 кВ Рені	ПС 330 кВ Арциз	СЕС	40	-	16.05.2013
ТОВ "Теплодар Піві"	Одеська обл., м.Теплодар, вул.Комунальна, 218	РП-10кВ ПС 110/10кВ Т плодар	ПС 110 кВ Теплодар	ПС 330 кВ Новоодеська	СЕС	3.9	-	01.10.2013
ТОВ "Евда Енерго"	Одеська обл., Любашівський р-н, територія Маловасильєвської с/р	РП-10кВ ПС 110/35/10кВ Троїцьке	ПС 110 кВ Троїцьке	ПС 330 кВ Подольська	СЕС	5	-	01.12.2016



Т В "Ренжи І маїл"	Одеська обл., Ізмаїльський р-н, смт. Суворове, вул. Лиманська, 19а	КРПЗ-10 кВ ПС 110/35/10 кВ Суворово	ПС 110 кВ Суворове	ПС 330 кВ Арциз	ФЕС	2.7	-	01.05.2017
ТОВ "Ренжи Томашпіль"	Одеська обл., Саратський р-н, с. Кулевча (за межами населених пунктів)	КРПЗ-10 кВ ПС 110/35/10 кВ Колісне	ПС 110 кВ Колісне	ПС 330 кВ Арциз	ФЕС	8	-	01.08.2017
ТОВ "Вест Ойл Груп"	м. Одеса				СЕС	0.016	-	01.11.2014
ТОВ "Вест Ойл Груп"	Одеська обл., Біляївський р-н, с. Нерубайське	РУ-0,4 кВ ТП- 1235	ПС 110 кВ Усатово	ПС 330 кВ Усатово	СЕС	0.08	-	01.11.2015
ТОВ "Азімут Г"	Одеська обл., м. Теплодар, пр.. Енергетиків, 148 (кадастровий номер: 5111500000:01:004:000 1)	РУ-10 кВ ПС 110/10 кВ Теплодар	ПС 110 кВ Теплодар	ПС 330 кВ Новоодеська	СЕС	7.55	-	01.03.2018
ТОВ "Тарутіно Солар 2" 1 етап	Одеська обл., Тарутинський р-н, територія Красненської с/р (поза межами населених пунктів)	РУ-10кВ ПС 35/10кВ Красне	ПС 110 кВ Арциз	ПС 330 кВ Арциз	СЕС	3.9	-	01.03.2018
ТОВ "Талант Солар" 1 етап	Одеська обл., Ізмаїльський р-н, с. Саф'яни, вул. Ярослава Мудрого, 70А ,	новий КРПЗ- 10/0,4 кВ	ПС 110 кВ Ізмаїл	ПС 330 кВ Арциз	СЕС	1.134		01.06.2018
ТОВ "Тарутине Солар 4" 1 етап	Одеська обл., Тарутинський р-н, територія Ярівської сільської ради (за межами населеного пункту)	РУ-10 кВ ПС 35/10 кВ Ярове	ПС 110 кВ Арциз	ПС 110 кВ Арциз	СЕС	3.8		01.09.2018
ТОВ ""Білгород- Дністровський Солар -1"	Одеська обл., м. Білгород- Дністровський, смт. Сергіївка, вул. Транспортна, 3	РУ-35 к ПС 35/10 кВ Сергіївка	ПС 110 кВ МІЗ	ПС 330 кВ Новоодеська	СЕС	3.9		01.09.2018



ТОВ "Ренджи Ізмаїл"	Одеська обл. Ізмаїльський район, територія Суворівської селищної ради, за межами населеного пункту, (кадастровий номер) 5122055400:01:001:033 6)	в новому КРПЗ- 10 В ПС 110/35/10кВ "Суворово"	ПС 110кВ Суворово	ПС 330 кВ Арциз	ФЕС	9.84		01.03.2019
<b>Сумарно:</b>						<b>269.32</b>		



## **6. ІНФОРМАЦІЯ ЩОДО НОВИХ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК ВИРОБНИЦТВА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ, ЯКІ МАЮТЬ БУТИ ПРИЄДНАНІ ДО СИСТЕМИ РОЗПОДІЛУ**

На сьогоднішній день Одеська область характеризується стрімким розвитком впровадження генерації з використанням відновлювальних джерел енергії.

Станом на 26.03.2019 АТ "Одесаобленерго" видано технічних умов на приєднання для ВДЕ сумарною потужністю **724,766 МВт (Табл. 9)**.

Отримано заявок на приєднання ВДЕ сумарною потужністю **97,72 МВт (Табл. 10)**.

Зазначені темпи розвитку ВДЕ визначають необхідність відповідного розвитку/реконструкції мережі 35-110 кВ АТ "Одесаобленерго" в частині спорудження нових ліній електропередачі, заміни проводів існуючих ЛЕП, спорудження нових підстанцій 35-110 кВ та/або заміни трансформаторів на існуючих підстанціях 35-110 кВ.



**Табл. 9. Перелік укладених договорів та виданих технічних умов АТ "Одесаобленерго" на приєднання до електричних мереж ОЕС України об'єктів відновлювальних джерел енергії станом на 26.03.2019 р.**

Об'єкт електроенергетики	Місце розташування	Точка приєднання	Назва ПС 110-150 кВ, до якої передається потужність електростанції	Назва ПС 220-750 кВ(електростанціїз РУ-220-750 кВт), в зоні дії якої перебуває електростанція	Вид джерела енергії (ВЕС, СЕС, Біогаз/БіомасаЕС, Міні/мікро ЕС)	Встановлена потужність по виданим ТУ, МВт	Дата укладення договору про приєднання та видача ТУ	Прогнозована дата вводу об'єкта в експлуатацію по чергам (за наявністю)
ТОВ "Овід Вінд"	Одеська обл., Овідіопольський р-н, територія Овідіопольської с/р (за межами населених пунктів)	ВРУ-110 кВ ПС 110/35/10 кВ Овідіопіль нової ПЛ-110 кВ "Овідіопіль-ВЕС"	ПС 110 кВ Овідіополь	ПС 330 кВ Новоодеська	ВЕС	32,4	ТУ 0699-2016-0101 від 20.12.2016.	2019
ТОВ "Гарбис"	Одеська обл., Овідіопольський р-н, Великодолинська с/р, масив "Поле соцсфери № 1" діл. № 6(поза межами населених пунктів)	ПЛ-35 кВ"ПС Марянівка – ВЕС" та "ПС "БД-2" – ВЕС"	ПС 110 кВ Аккаржа	ПС 330 кВ Новоодеська	ВЕС	3.5	ТУ 0401-2015-0101 від 02.11.2015.	2019
ПрАТ "Інвестор"	Одеська обл, Ананьївський р-н, м. Ананьїв, вул. Гагаріна, земельна ділянка № 76 та 81б	РУ-10кВ ПС 110/35/10 кВ "Ананьїв"	ПС 110 кВ Ананьїв	ПС 330 кВ Подольська	СЕС	3	ТУ № 0414-2018-0101 від 13.08.2018	2019
ТОВ "Українська Чорноморська Індустрія"	Одеська обл., м. Чорноморськ, вул. Транспортна, 44	КРПЗ-35 кВ ПС 110/35/10 кВ Іллічівськ	ПС 110 кВ Іллічівськ	ПС 330 кВ Новоодеська	ТЕЦ	20	ТУ 0258-2018-0101 від 13.06.2018	2019
ТОВ "Ред Форест"	Одеська обл., Білоліська с/р, за межами населеного пункту (к.н.5125080400:01:001:1013)	РУ-35 кВ ПС 110/35/10 кВ "Білолісся"	ПС 110 кВ Білолісся	ПС 330 кВ Арциз	СЕС	10	ТУ №0410-2017-0101 від 01.09.2017	2019
ТОВ "Ред Інвест"	Одеська обл., Білоліська с/р, за межами населеного пункту (к.н.5125080400:01:001:1012)	РУ-35 кВ ПС 110/35/10 кВ "Білолісся"	ПС 110 кВ Білолісся	ПС 330 кВ Арциз	СЕС	18	ТУ №0486-2017-0101 від 17.10.2017	2019
ТОВ "Юг Солар"	Одеська обл., Подільський р-н, територія Борщівської сільської ради, за межами населеного пункту (кадастровий номер: 5122980800:01:003:0345)	РУ-6кВ ПС 110/35/6 кВ Борщі	ПС 110 кВ Борщі	ПС 330 кВ Подольська	СЕС	8.258	ТУ №0647-2017-0101 від 30.11.2017	2019



Об'єкт електроенергетики	Місце розташування	Точка приєднання	Назва ПС 110-150 кВ, до якої передається потужність електростанції	Назва ПС 220-750 кВ(електростанціїз РУ-220-750 кВт), в зоні дії якої перебуває електростанція	Вид джерела енергії (ВЕС, СЕС, Біогаз/БіомасаЕС, Міні/мікро ЕС)	Встановлена потужність по виданим ТУ, МВт	Дата укладення договору про приєднання та видача ТУ	Прогнозована дата вводу об'єкта в експлуатацію по чергам (за наявністю)
ТОВ "Балта Солар"	Одеська обл., Балтський р-н, територія Балтської міської ради, за межами населеного пункту (кадастровий номер: 5120610100:01:001:0027)	РУ-10кВ ПС 110/35/10 кВ Балта	ПС 110 кВ Балта	ПС 330 кВПодольська	СЕС	9.1	ТУ №0648-2017-0101 від 30.11.2017	2019
ТОВ "Бриз Солар"	Одеська обл., Ананьївський р-н, територія Ананьївської Другої сільської ради, в межах населеного пункту (кадастровий номер: 5120280500:02:001:0145)	РУ-10 кВ ПС 110/35/10 кВ Ананьїв	ПС 110 кВ Ананьїв	ПС 330 кВ Подольська	СЕС	7.592	ТУ №0649-2017-0101 від 30.11.2017	2019
ПрАТ "Одеський м'ясокомбінат"	Одеська обл., м.Ізмаїл, , вул.Перемоги б/н	РУ-6 кВ ПС 35/6 Северна	ПС 110 кВ Еталон	ПС 330 кВ Арциз	СЕС	4.7	ТУ №0710-2017-0101 від 15.12.2017	2019
ТОВ "ГУДЗОВКА-СОЛАР-1"	Одеська обл., м.Ізмаїл, вул. Семена Чернова, 151, (кадастровий номер: 5110600000:01:016:0828)	РУ-6кВ нової ПС 35/6 кВ Гудзовка	ПС 110 кВ Ізмаїл	ПС 330 кВ Арциз	СЕС	9.9	ТУ№0744-2017-0101 від 05.01.2018	2019
ТОВ "ГУДЗОВКА-СОЛАР-2"	Одеська обл., м.Ізмаїл, вул. Семена Чернова, 151, (кадастровий номер: 5110600000:01:016:0829)	РУ-6кВ нової ПС 35/6 кВ Гудзовка	ПС 110 кВ Ізмаїл	ПС 330 кВ Арциз	СЕС	9.9	ТУ №0741-2017-0101 від 05.01.2018	2019
ТОВ "ПОРТ-СОЛАР"	Одеська обл., м.Ізмаїл, припортовий район,(кадастровий номер: 5110600000:01:047:0097)	новий РП-6кВ"Порт-Солар"	ПС 110 кВ Ізмаїл	ПС 330 кВ Арциз	СЕС	7.00	ТУ №0745-2017-0101 від 05.01.2018	2019
ТОВ "Еліос Стратегія"	Одеська обл., Болградський р-н, м.Болград, вул.Поштова (кадастровий номер: 5121410100:02:005:0104, 5121410100:02:005:0105)	РУ-10 кВ ПС 110/35/10 кВ Болград	ПС 110/35/10 кВ Болград	ПС 330 Арциз	СЕС	4.95	ТУ №0089-2018-0101 від 12.04.2018	2019
ТОВ "Кам'янка Солар"	Одеська обл., Ізмаїльський район, Кам'янська сільська рада, в межах населеного пункту,(кадастровий номер: 5122081700:02:002:0383),	РУ-10 кВ ПС 35/10 кВ Кам'янка	ПС 110/35/10 кВ Суворово	ПС 330 Арциз	СЕС	2.70	ТУ№0209-2018-0101 від 05.06.2018	2019



Об'єкт електроенергетики	Місце розташування	Точка приєднання	Назва ПС 110-150 кВ, до якої передається потужність електростанції	Назва ПС 220-750 кВ(електростанціїз РУ-220-750 кВт), в зоні дії якої перебуває електростанція	Вид джерела енергії (ВЕС, СЕС, Біогаз/БіомасаЕС, Міні/мікро ЕС)	Встановлена потужність по виданим ТУ, МВт	Дата укладення договору про приєднання та видача ТУ	Прогнозована дата вводу об'єкта в експлуатацію по чергам (за наявністю)
ТОВ "Торговий дім "Віксім"	Одеська обл., Окнянський р-н, смт. Окни, вул. Лиманська, 19а (поза межами населених пунктів)	КРПЗ-10 кВ ПС 110/35/10 кВ Красні Окни	ПС 110кВ Красні Окни	ПС 330 Подольська	БіоЕС	4.8	ТУ 0527-2016-0101 від 14.10.2016 р.	1черга-2019; 2черга – 2019
ТОВ "Заплаза ТЕС"	Одеська обл., Любашівський р-н, смт Зеленогірське, площа Героїв України, Заплазька ТЕС	новий КРПЗ-35 кВ ПС 35/6 кВ Заплази	ПС 110 кВ Ананьїв	ПС 330 Подольська	ТЕС	12	ТУ №0202-2017-0101 від 02.06.2017	2019-2020
ТОВ "Михайлівська СЕС"	Одеська обл, Саратський р-н, територія Михайлівської с/р, за межами населеного пункту (кадастровий номер 5124582600:002:1977)	РУ-10кВ ПС 110/35/10 кВ "Михайлівка"	ПС 110 кВ Михайлівка	ПС 330 кВ Арциз	СЕС	13	ТУ № 0332-2018-0101 від 01.08.2018	2019
СЕС ТОВ "Рен Енерго"	Красноокнянський район	РУ 10 кВ ПС 110 кВ "Кр. Окни"	ПС 110 кВ "Кр. Окни"	ПС 330 кВ "Подільська"	СЕС	10		2019
ТОВ "Приморська Енергетична компанія"	Одеська обл, Саратський р-н, територія Михайлівської с/р, за межами населеного пункту (кадастровий номер 5124582600:002:1978)	РУ-10кВ ПС 110/35/10 кВ "Михайлівка"	ПС 110 кВ Михайлівка	ПС 330 кВ Арциз	СЕС	13	ТУ № 0206-2018-0101 від 15.06.2018	2019
ТОВ "Талант Солар" 2 етап	Одеська обл., Ізмаїльський р-н, с.Саф'яни, вул.Ярослава Мудрого, 70А ,	новий КРПЗ-10/0,4 кВ	ПС 110 кВІзмаїл	ПС 330 кВ Арциз	СЕС	1.336	ТУ № 0602-2016-0101 від18.11.2016	2019
ТОВ "Тарутіно Солар 2"2 етап	Одеська обл., Тарутинський р-н, територія Красненської с/р (поза межами населених пунктів)	РУ-10кВ ПС 35/10кВ Красне	ПС 110 кВ Арциз	ПС 330 кВАрциз	СЕС	1.08	ТУ № 0322-2016-0101від 23.06.2016	2019
ТОВ "Тарутине Солар 4" 2 етап	Одеська обл., Ізмаїльський р-н, с. Сафяни, вул. Ярослава Мудрого, 70А	РУ-10 кВ ПС 35/10 кВ Ярове	ПС 110 кВ Арциз	ПС 330 кВ Арциз	СЕС	1.1	ТУ № 0572-2016-0101від 04.11.2016	2019





Об'єкт електроенергетики	Місце розташування	Точка приєднання	Назва ПС 110-150 кВ, до якої передається потужність електростанції	Назва ПС 220-750 кВ(електростанціїз РУ-220-750 кВт), в зоні дії якої перебуває електростанція	Вид джерела енергії (ВЕС, СЕС, Біогаз/БіомасаЕС, Міні/мікро ЕС)	Встановлена потужність по виданим ТУ, МВт	Дата укладення договору про приєднання та видача ТУ	Прогнозована дата вводу об'єкта в експлуатацію по чергам (за наявністю)
ТОВ "Тарутинська енергетична компанія"	Одеська обл., Тарутинський р-н, смт. Тарутине, вул. Красна, 5	ПЛ-10 кВ Лікарня від РУ-10 кВ ПС 35/10 кВ Тарутине	ПС 110 кВ Бородіно	ПС 110 кВ Арциз	дахова СЕС	0.6	ТУ № 0393-2018-0101 від 27.07.2018	2019
Фірма Юлій (ТОВ)	м.Одеса, пров.Солонцюватий 1, будинок 5	РУ-0,4 кВ ТП-4368, яка належить фірмі "Юлій"	ПС 110/6кВ "ГРЕС	ПС 330 кВ Усатово	дахова СЕС	0.3	ТУ № 0627-2018-0101	2019
ТОВ "Арциз Солар"	Одеська обл, Арцизький р-н, територія Павлівської с/р (за межами населеного пункту (кадастровий номер 5120485200:01:002:0282)	РУ-10 кВ ПС 110/35/10 Арциз	ПС 110 кВ Арциз	ПС 330 кВ Арциз	СЕС	13.5	ТУ №0548-2018-0101 від 11.10.2018	2019
ТОВ "СичавкаЕнерджи"	Одеська обл., Лиманський р-он, територія Сичавської сільської ради, (за межами населеного пункту), кадастрові номери 5122785800:01:001:0096, 5122785800:01:001:0097, 5122785800:01:001:0130, 5122785800:01:0117, 5122785800:01:0118,5122785800:01:001:0098	РУ-10 кВ ПС 110 кВ Сичавка	ПС 110 кВ Сичавка	ПС 330 Аджалик	СЕС	12	ТУ №0550-2018-0101 від 14.10.2018	2019
ТОВ "Куріс Енерджи"	Одеська обл., Лиманський (Комінтернівський) р-н,с/рада Курісовська (сільрада Петрівська) (кадастровий номер 5122784600:01:002:0743)	РУ-10 кВ ПС 110 кВ Петрівка	ПС 110 кВ Петрівка	ПС 220 кВ Доброславська	СЕС	11.3	0551-2018-0101 від 11.10.2018	2019
ТОВ "Солар Силова Електроніка"	Одеська обл., Любашівський р-н, с.Ясенево Друге, вул.Молодіжна, б/н, кадастровий номер 5123384400:02:004:0029	новий РП-10 кВ на межі земельної ділянки замовника	ПС 110 кВ Ананьєв	ПС 330 Подольська	СЕС	4.8	ТУ №0559-2018-0101 від 28.09.2018	2020
ТОВ "Майори Енерджи"	Одеська обл, Біляївський р-н, територія Березанської с/р (за межами населеного пункту, кадастровий номер 5121083700:01:002:0524)	РУ-35 кВ ПС 110 кВ Широка Балка	ПС 110 кВ Широка Балка	ПС 330 кВ Новоодеська	СЕС	16	0560-2018-0101 від 12.10.2018	2019



Об'єкт електроенергетики	Місце розташування	Точка приєднання	Назва ПС 110-150 кВ, до якої передається потужність електростанції	Назва ПС 220-750 кВ(електростанціїз РУ-220-750 кВт), в зоні дії якої перебуває електростанція	Вид джерела енергії (ВЕС, СЕС, Біогаз/БіомасаЕС, Міні/мікро ЕС)	Встановлена потужність по виданим ТУ, МВт	Дата укладення договору про приєднання та видача ТУ	Прогнозована дата вводу об'єкта в експлуатацію по чергам (за наявністю)
ТОВ "КТД Солар"	Одеська обл., Овідіопольський р-н, с.Молодіжне, вул.Промислова, 1а, кадастровий номер 5123782000:02:005:0027	новий РП-10 кВ	ПС 110 кВ Темп	ПС 330 кВ Новоодеська	СЕС	6.27	0568-2018-0101 від 17.10.2018	2019
ТОВ "Ананьівська сонячна електростанція"	Одеська обл, Ананьівський р-н, територія Ананьівської Першої с/р, кадастровий номер 5120280400:01:001:0585	новий БКРПЗ-35 кВ ПС 110 кВ Ананьїв	ПС 110 кВ Ананьїв	ПС 330 кВ Подольська	СЕС	14	ТУ №0595-2018-0101 від 24.10.2018	2019
ТОВ "Юніал та К"	м.Одеса, 19 км Старокиївського шосе, 31	ЦРП-10 кВ Птахокомбінат	ПС 110 Епсілон	ПС 330 кВ Центроліт	дахова СЕС	0.75	ТУ №0669-2018-0101 від 12.11.2018	2019
ТОВ "Овід Вінд II"	Одеська обл., Овідіопольський р-н, Роксоланівська с/р,	РУ-110 кВ ПС 110 кВ Кароліно	ПС 110 кВ Кароліно	ПС 330 кВ Новоодеська	ВЕС	57.6	ТУ №0549-2018-0101 від 21.11.2018	2019
ПрАТ "Одеський м'ясокомбінат"	Одеська обл., м.Ізмаїл, вул.Гагаріна, 52/1	РП-1909, РП-1902	ПС 110 кВ Еталон	ПС 330 Арциз	СЕС	1.2	0733-2018-0101 від 10.12.2018	2019
ПП "Касмет"	Одеська обл., Саратський р-н, смт.Сарата, вул.Промзона, буд.3	новий ПП-10 кВ на території земельної ділянки замовника	ПС 110 кВ Арциз	ПС 330 Арциз	дахова СЕС	1	0823-2018-0101 від 21.12.2018	2019
ТОВ "Азімут Запад"	Одеська обл., Білгород-Дністровський р-н, с/рада Шабівська, кадастровий номер – 5120881200:01:003:0148,	РУ-110 кВ ПС 110/10 кВ Салгани	ПС 110 кВ Салгани	ПС 330 кВ Новоодеська	СЕС	8	0621-2018-0101 від 02.11.2018	2019
ТОВ "Татарбунари Солар 2"	Одеська обл., Білгород-Дністровський р-н, с/рада Шабівська, кадастровий номер – 5120881200:01:003:0149, 5120881200:01:003:0150	РУ-10 кВ ПС 110/10 кВ Салгани	ПС 110 кВ Салгани	ПС 330 кВ Новоодеська	СЕС	8	0620-2018-0101 від 02.11.2018	2019



Об'єкт електроенергетики	Місце розташування	Точка приєднання	Назва ПС 110-150 кВ, до якої передається потужність електростанції	Назва ПС 220-750 кВ(електростанціїз РУ-220-750 кВт), в зоні дії якої перебуває електростанція	Вид джерела енергії (ВЕС, СЕС, Біогаз/БіомасаЕС, Міні/мікро ЕС)	Встановлена потужність по виданим ТУ, МВт	Дата укладення договору про приєднання та видача ТУ	Прогнозована дата вводу об'єкта в експлуатацію по чергам (за наявністю)
ТОВ "Ренджи Татарбунари"	Одеська обл., Іванівський р-н, сщ/рада Петрівська (за межами населеного пункту), кадастровий номер 5121855400:01:002:0010	РУ-35 кВ ПС 35/10 кВ"Буялик"	ПС 110 кВ Петрівка	ПС 220 кВ Доброславська	СЕС	7	0702-2018-0101 від 07.12.2018	2019
ТОВ "Ренджи Татарбунари"	Одеська обл., Миколаївський р-н, с/рада Ісаєвська (за межами населеного пункту), кадастровий номер 5123581800:01:002:0330	РУ-10 кВ ПС 110/35/10 кВ Ісаєво	ПС 110 кВ Ісаєво	ПС 330 кВ Подольська	СЕС	13	0701-2018-0101 від 07.12.2018	2019
ТОВ "Оенджи Енерджи"	Одеська обл., Лиманський р-н, територія Визирської с/р	РУ-10 кВ ПС 110 кВ ТІС	ПС 110 кВ ТІС	ПС 330 кВ Аджалик	СЕС	5	0572-2018-0101 від	2019
ТОВ "Енергейн"	Одеська обл., м.Южне, вул.Комунальна, кадастровий номер 5111700000:02:006:0019	РП-ВНС-10	ПС 110/10 кВ Сичавка	ПС 330 кВ Аджалик	СЕС	0.78	0020-2019-0101 від 04.02.2019	2020
ТОВ "Аджалик Енерджи"	Одеська обл., Роздільнянський р-н, територія Роздільнянської міської ради (за межами населеного пункту), кадастровий номер земельної ділянки 5123910100:01:002:0003	РУ-10 кВ ПС 110/35/10 кВ Роздільна	ПС 110/35/10 кВ Роздільна	ПС 220 кВ Доброславська	СЕС	15	0039-2019-0101 від 21.02.2019	2019
ТОВ "Степанівка-Солар"	Одеська обл., Березівський район, територія Степанівської сільської ради (за межами населеного пункту), кадастровий номер земельної ділянки 5121285100:01:002:0811	РУ-10 кВ ПС 110/10 кВ Донська	ПС 110/10 кВ Донська	ПС 220 кВ Доброславська	СЕС	15	0041-2019-0101 від 21.02.2019	2019
ТОВ "Южне Енерджи"	Одеська обл., Лиманський р-н, Любопільська сільська рада та Сичавська сільська рада(за межами населеного пункту)	РУ-35 кВ нової ПС 110/35 кВ "Южне Енерджи"	ПС 110 кВ Сичавка	ПС 330 кВ Аджалик	ВЕС	76.5	0818-2018-0101 від 08.01.2019	2020



Об'єкт електроенергетики	Місце розташування	Точка приєднання	Назва ПС 110-150 кВ, до якої передається потужність електростанції	Назва ПС 220-750 кВ(електростанціїз РУ-220-750 кВт), в зоні дії якої перебуває електростанція	Вид джерела енергії (ВЕС, СЕС, Біогаз/БіомасаЕС, Міні/мікро ЕС)	Встановлена потужність по виданим ТУ, МВт	Дата укладення договору про приєднання та видача ТУ	Прогнозована дата вводу об'єкта в експлуатацію по чергам (за наявністю)
ТОВ "Одеса Грін Енерджи"	Одеська обл., Ізмаїльський район, Суворівська селищна рада (за межами населеного пункту), кадастровий номер – 5122055400:01:001:0363	ПЛ-35 кВ "Суворово – БНС-3", ПЛ-35 кВ Суворово-Кам"янка"	ПС 110 кВ Суворово	ПС 330 кВ Арциз	СЕС	9.8	0090-2019-0101	2020
ТОВ "Дністровська вітроелектростанція"	Одеська обл., Білгород-Дністровський район за межами населених пунктів: Староказацької сільської ради, Мологівської сільської ради, Семенівської сільської ради, села Удобрне.	РУ-110 кВ ПС 110 кВ Старокозаче	ПС 110 кВ Старокозаче	ПС 330 кВ Новоодеська	ВЕС	100.050	0066-2019-0101	2020
<b>Всього</b>						<b>604,766</b>		

**Табл. 10. Перелік об'єктів відновлювальних джерел енергії, які надали заяви до АТ "Одесаобленерго" на приєднання до електричних мереж ОЕС України**

Об'єкт електроенергетики	Місце розташування (повна адреса місця розміщення електростанції)	Точка приєднання	Вид джерела енергії (ВЕС, СЕС, Біомаса/БіогазЕС, Міні/МікроГЕС )	Встановлена потужність, МВт	Дата подачі заяви на приєднання,	Прогнозована дата вводу об'єкта в експлуатацію, за наявною інформацією
ТОВ "Нова Генерація-Південь"	Одеська обл., м.Теплодар, Промзона, Котельний проїзд, 74	РУ-6 кВ ПС 110/6 кВ Стройбаза	пускорезервна котельня на альтернативних видах палива	6	12.06.2018	2019
ТОВ "Ренджи Татарбунари"	Одеська обл., Миколаївський р-н, с/рада Антоноуківська (за межами населеного пункту), кадастровий номер 5123581400:01:003:0392	Новий КРП-10 кВ ПС 110/35/10 кВ "Амбарово"	ФЕС	6	14.11.2018	2019
ТОВ "Альтер-Солар"	Одеська обл., Ширяївський р-н, територія Старомаяківської с/р, кадастровий номер 5125485600:01:001:0868	РУ-35кВПС 35/10 кВ "Ст Маяки"	СЕС	8.8	28.02.2019	2019



Об'єкт електроенергетики	Місце розташування (повна адреса місця розміщення електростанції)	Точка приєднання	Вид джерела енергії (ВЕС, СЕС, Біомаса/БіогазЕС, Міні/МікроГЕС )	Встановлена потужність, МВт	Дата подачі заяви на приєднання,	Прогнозована дата вводу об'єкта в експлуатацію, за наявною інформацією
ТОВ "Енергетичні Інноваційні Системи"	Одеська обл., м.Балта, вул.Репіна, кадастровий номер 51206101100:02:006:0831	РУ-10 кВ ПС 110/35/10 кВ Балта	СЕС	3.4	18.03.2019	2019
ТОВ "Солар Болград"	Одеська обл., Болградський р-н, територія Залізниченської с/р, кадастровий номер 5121483800:01:001:0471	РУ-10 кВ ПС "Залізничне"	СЕС	4.92	19.03.2019	2020
ТОВ "ЦКК-Солар "	Одеська обл., Ізмаїльський район, територія Старонекрасівської сільської ради, кадастровий номер – 5122086300:01:002:0103	РУ-6 кВ абонентської ПС 110/6 кВ "ЦКК"	СЕС	10	21.03.2019	2019
ТОВ "Слов"янка-Солар"	Одеська обл., Захарівський район, Росіянівська сільрада (за межами населеного пункту), кадастровий номер 5125284500:01:001:0581	РУ-35 кВ ПС 35 кВ "Росіянівка" ПС 110/35/10 кВ "Красні Окни"	СЕС	11	25.03.2019	2020
ТОВ "Вільшанка Солар"	Одеська обл., Лиманський р-н, Першотравнева с/р, за межами населеного пункту, кадастрові номери 5122784200:01:002:1697, 5122784200:01:002:1698	новий РП-35 кВ СЕС Вільшанка з підключенням по схемі захід-вихід до ПЛ-35 кВ Візірка-Первомайська	СЕС	15	28.01.2019	2019
ТОВ "Кубей Солар"	Одеська обл., Болградський р-н, територія Кубейської сільської ради (в межах населеного пункту), кадастровий номер земельної ділянки 5121487000:02:004:0088	новий БКРПЗ-35 кВ ПС 35/10 кВ Червоноармійська	СЕС	8	19.02.2019	2019



Об'єкт електроенергетики	Місце розташування (повна адреса місця розміщення електростанції)	Точка приєднання	Вид джерела енергії (ВЕС, СЕС, Біомаса/БіогазЕС, Міні/МікроГЕС )	Встановлена потужність, МВт	Дата подачі заяви на приєднання,	Прогнозована дата вводу об'єкта в експлуатацію, за наявною інформацією
ТОВ "Василівка-Солар"	Одеська обл., Кілійський район, територія Василівської сільської ради (за межами населеного пункту), кадастровий номер земельної ділянки 5122380400:01:001:0662	новий РП-35 кВ СЕС Василівка Солар з підключенням по схемі захід-вихід від ПЛ-35 кВ Червоний Яр-КНС-5 (аб)	СЕС	15	19.02.2019	2019
ТОВ "Солар Девелопмент"	Одеська обл., Березівський район, на території Березовської ОТГ (за межами населеного пункту), кадастрові номери земельних ділянок: 5121280800:01:002:0406, 5121280800:01:002:0407	Новий КРПЗ -10 кВ ПС 110/35/10 кВ Березівка	СЕС	9.6	04.03.2019	2019
<b>Сумарно:</b>				<b>97,72</b>		

**Табл. 11. Перелік об'єктів відновлювальних джерел енергії, які мають підписаний договір про приєднання з РФ "Одеська Залізниця" АТ "Українська залізниця"**

Об'єкт електроенергетики	Точка приєднання	Вид джерела енергії (ВЕС, СЕС, Біомаса/БіогазЕС, Міні/МікроГЕС )	Встановлена потужність, МВт	Прогнозована дата вводу об'єкта в експлуатацію, за наявною інформацією
ТОВ "Куліндор Енерджи"	РУ 35 кВ ПС 110/35/27 кВ "Куліндорове"	СЕС	16	2019
ТОВ "Гільдендорф Енерджи"	РУ 35 кВ ПС 110/35/27 кВ "Куліндорове"	СЕС	11	2019



## 7. ДАНІ ЩОДО ПРОГНОЗНОЇ ПОТУЖНОСТІ ПРИЄДНАННЯ НОВИХ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК НА ОСНОВІ ЗАЯВ ПРО ПРИЄДНАННЯ ТА ДОСТУПНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ТОЧКАХ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПОТУЖНОСТІ

Дані щодо прогнозованої потужності приєднання нових електроустановок, а також звітні дані щодо реалізації приєднання нових споживачів до підстанцій АТ "Одесаобленерго" наведено в Табл. 12.

З наведених даних видно, що найбільш активне приєднання нових споживачів відбувається в м. Одеса.

Табл. 12. Дані щодо прогнозованої потужності приєднання нових електроустановок (на основі заяв про приєднання та доступної потужності в точках забезпечення потужності)

№ п/п	Джерело живлення, ПС 20-150 кВ	Встановлена потужність ПС, МВА	Величина навантаження, МВт, зима/літо	Сумарна потужність замовлена до приєднання (чинні ТУ), МВт		Реалізовані ТУ, МВт					Заплановані заходи зі створення резерву потужності у ПРСР
				Всього	у т. ч. оплачено/проавансовано	2014	2015	2016	2017	2018	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	ПС 110/10 кВ Темп	50	20/15,4	0.471	0.058	0.115	0.2	0.128	0.65	1.02	
2	ПС 110/6 кВ Маразліївська	80	22,8/16,5	0.692	0.352				0.063	2.89	
3	ПС 110/10 кВ Епсілон	50	19,4/13,5	3.459	2.329				0.1	0.03	
4	ПС 110/10 кВ Суворівська	80	27,7/18,9	2.259	0.785	0.45	0.86		2.302	5.72	
5	ПС 110/10 кВ Артилерійська	80	36,5/32,8	4.87	1.07	0.028	0.02	0.387	0.98	1.68	
6	ПС 110/10 кВ Кіровська	20	8,1/4,7	0.441	0.079				0.268	0.23	
7	ПС 110/10 кВ ЮЗР	80	61/44	5.203	4.731	0.468	1.01	1.327	2.735	2.93	Заміна трансформаторів на тр-ри потужністю 63 МВА
8	ПС 110/10 кВ Чорноморка	32	19,6/15,8	2.199	1.12	0.147	0.425	0.865	0.98	1.1	Заміна трансформаторів на тр-ри потужністю 25 МВА
9	ПС 110/10 кВ Мала Долина	50	9,9/6,7	0.263	0.123	0.115	0.195	0.166	0.415	0.47	
10	ПС 110/10 кВ Кримська	80	55,7/41,5	2.278	1.603	0.115	0.256	0.58	0.76	1.31	Заміна трансформаторів на тр-ри потужністю 63 МВА
11	ПС 110/6 кВ Ленінська	50	27,4/19,4	0.945	0.115	0.96	1.159	1.458	2.82	3.25	Заміна трансформаторів





№ п/п	Джерело живлення, ПС 20-150 кВ	Встановлена потужність ПС, МВА	Величина навантаження, МВт, зима/літо	Сумарна потужність замовлена до приднання (чинні ТУ), МВт		Реалізовані ТУ, МВт					Заплановані заходи зі створення резерву потужності у ПРСР
				Всього	у т. ч. оплачено/проавансовано	2014	2015	2016	2017	2018	
											на тр-ри потужністю 40 МВА
12	ПС 110/6 кВ Київська	80	34,4/23,1	5.45	5.388	0.236	0.86	1.2	5.85	9.85	
13	ПС 110/6 кВ ЗРС	50	32,4/23,3	2.34	0.994	0.023	0.048	0.047	0.4	0.76	Заміна трансформаторів на тр-ри потужністю 40 МВА
14	ПС 110/6 кВ Більшовик	31	6,7/5,5	0.084	0.054	0.1	0.235	0.45	0.124	0.27	
15	ПС 110/35/10 кВ Іллічівськ	45	26,5/22,9	1.13	0.988	0.6	0.494	0.957	1.659	1.34	Заміна Т-2 на трансформатор потужністю 40 МВА
16	ПС 110/35/6 кВ Застава	81	30,3/22,9	1.523	1.055	0.474	0.75	1.134	2.56	2.34	
17	ПС 110/35/6 кВ Чумка	143	70,5/47,4	6.557	5.227	0.68	1.249	1.546	2.57	3.7	Заміна Т-2 на трансформатор потужністю 80 МВА
18	ПС 110/10 кВ Аркадія	105	48,5/37,8	14.716	9.348	0.641	5.744	9.69	8.26	11.39	
19	ПС 110/6 кВ ГРЕС	50	18,9/11,6	1.1	0.766	0.1	0.23	0.04	0.5	0.87	
20	ПС 110/6 кВ Лузанівка	50	16,6/14,6	0.54	0.225	0.32	0.25	0.45	0.21	0.66	
21	ПС 110/6-10 кВ Марсельська	22.5	4,6/4	0.111	0.111	0.126	0.369	0.115	0.213	0.39	
22	ПС 110/10 кВ Таїрово	189	105,6/77,9	11.8465	6.936	3.685	4.44	8.77	9.07	11.84	
23	ПС 110/35/10 кВ Орловка	32	13,2/9,6	1.249	0.955	0.861	1.295	1.328	1.61	2.12	
24	ПС 110/35/10 кВ Петрівка	10	1,8/1,3			0.05	0.017	0.05	0.052	0.02	
25	ПС 110/10 кВ Канал	40	3,4/11,5	0.149	0.111	0.067	0.101	0.083	0.28	0.21	
26	ПС 110/35/6 кВ Ш. Балка	32	21,9/15							0	Заміна трансформаторів на тр-ри потужністю 25 МВА
27	ПС 110/10 кВ Теплодар	32	4,5/3,4	0.053	0.053	0.007			0.03	0.03	
28	ПС 110/6 кВ Стройбаза	20	1,8/3,1					0.013		0	
29	ПС 110/10 кВ Сичавка	32	11,5/9,8	1.234	0.188	0.06	0.1	0.048	0.207	0.54	
30	ПС 110/35/10 кВ Роздільна	32	11,4/8,9	15.392	0.223	0.26	0.29	0.3	0.35	0.77	
31	ПС 110/35/10 кВ Кучургани	32	11,6/11,9	0.047	0.037	0.3	0.29	0.115	0.251	0.4	



№ п/п	Джерело живлення, ПС 20-150 кВ	Встановлена потужність ПС, МВА	Величина навантаження, МВт, зима/літо	Сумарна потужність замовлена до приднання (чинні ТУ), МВт		Реалізовані ТУ, МВт					Заплановані заходи зі створення резерву потужності у ПРСР
				Всього	у т. ч. оплачено/проавансовано	2014	2015	2016	2017	2018	
32	ПС 110/35/10 кВ Овідіополь	20	10,8/9,5	0.38	0.35	1.596	1.31	1.451	1.56	1.94	Заміна трансформаторів на тр-ри потужністю 16 МВА
33	ПС 110/35/10 кВ Теплична	26	18,2/13,6	0.8498	0.727	0.894	0.717	0.866	0.961	1.43	Заміна трансформаторів на тр-ри потужністю 25 МВА
34	ПС 110/10 кВ Кароліно	32	3,9/12,3	1.519	1.306	0.286	0.17	0.177	0.825	0.49	
35	ПС 110/35/10 кВ Чапаївська	16.3	6,2/4,5	0.047	0.043				0.057	0.09	
36	ПС 110/35/10 кВМІЗ	50	31,9/33,4	0.352	0.227	0.7	0.83	4.2	2.6	4.08	Заміна трансформаторів на тр-ри потужністю 40 МВА
37	ПС 110/10 кВСалгани	16	2,4/1,9	2.176	2.186	0.09		0.1	0.06	0.08	
38	ПС 110/35/10 кВ Олексіївка	11.5	2,5/1,7	0.036	0.036	0.05		0.2	0.07	0.04	Заміна Т-1 на тр-р потужністю 10 МВА, заміна Т-2 на трансформатор 6,3 МВА
39	ПС 110/10 кВ Б.Дністровська	50	25/11,8	1.27	0.859	2.1	2.7	3.1	2.63	3.53	Заміна трансформаторів на тр-ри потужністю 40 МВА
40	ПС 110/35/10 кВ Староказаче	72	10,5/5,8	100.165	0.092	0.2	0.36	0.6	0.193	0.47	
41	ПС 110/35/10 кВ Семенівка	50	4,6/4,5	0.129	0.129	0.2	0.15	0.16	0.107	0.24	
42	ПС 110/6 кВ Ювілейна	50	20,3/20,5	1.463	1.174	0.5	0.4	0.156	1.2		
43	ПС 110/35/10 кВ Ананьїв	32	10,6/8,4	0.08	0.074	0.075	0.146	0.406	0.38	0.98	
44	ПС 110/35/10 к Балта	50	10,5/8,2	3.54	0.208	0.09	0.216	0.226	0.463	1.2	
45	ПС 110/10 к Донська	32	8.2	15.024	0.024			0.09	0.03	0.03	
46	ПС 110/35/10 к Березівка	32	8,6/6,1	0.142	0.103	0.146	0.161	0.273	0.193	0.79	
47	ПС 110/35/10 к Цебрикове	32	8,3/5,9	0.032	0.027	0.004	0.06	0.087	0.069	0.61	
48	ПС 110/35/10 кВ Сєверна	80.5	16/11,8	0.411	0.366	0.433	0.44	0.322	0.673	1.23	
49	ПС 110/35/6 кВБорщі	22.3	8,6/7	0.029	0.022	0.01	0.025	0.02	0.012	0.03	
50	ПС 110/35/10 кВ Окни	41	8,8/7,3	0.019	0.018	0.018	0.176	0.242	0.162	0.89	
51	ПС 110/35/10 кВ Троїцьке	20	6,7/5,3	0.01		0.037	0.048	0.051	0.077	0.66	



№ п/п	Джерело живлення, ПС 20-150 кВ	Встановлена потужність ПС, МВА	Величина навантаження, МВт, зима/літо	Сумарна потужність замовлена до приєднання (чинні ТУ), МВт		Реалізовані ТУ, МВт					Заплановані заходи зі створення резерву потужності у ПРСР
				Всього	у т. ч. оплачено/ проавансовано	2014	2015	2016	2017	2018	
52	ПС 110/35/10 кВІсаєво	17.5	3,4/3,6	8.88	0.074	0.025	0.132	0.069	0.048	0.3	Заміна трансформаторів на тр-ри потужністю 10 МВА
53	ПС 110/35/10 кВАмбарово	6.3	2,6/1,9	0.006	0.006		0.016	0.027		0.19	
54	ПС 110/35/6 кВІзмаїл	40	30/28	1.14	0.908	0.905	1.203	2.89	1.851	1.87	Заміна трансформаторів на тр-ри потужністю 40 МВА
55	ПС 110/35/10 кВ Еталон	50	33/30	1.35	1.25	0.32	0.602	1.478	0.44	0.81	Заміна трансформаторів на тр-ри потужністю 40 МВА
56	ПС 110/35/10 кВ Суворово	32	12/8	10.746	0.932	0.45	0.78	0.658	1.569	1.73	
57	ПС 110/35/10 кВ Кілія	50	32/30	0.639	0.476	0.7	1.42	0.8	1.6	1.43	Заміна трансформаторів на тр-ри потужністю 40 МВА
58	ПС 110/35/10 кВ Приморське	16	10/8	0.46	0.46	0.105	0.53	0.63	0.463	0.97	
59	ПС 110/35/10 -6 кВЧервоний Яр	24.8	3/3,4	0.01	0.01		0.06		0.057	0.11	
60	ПС 110/35/10 кВ Струмок	25	12,2/4	0.59	0.34				0.161	0.74	Заміна трансформаторів на тр-ри потужністю 16 МВА
61	ПС 110/35/10 -6 кВ Білолісся	41.6	16/12	16/12	0.063				0.25	0.14	
62	ПС 110/35/10 кВ Михайлівка	50	10/7	10/7	0.215	0.02	0.065	0.055	0.045	0.08	
63	ПС 110/35/10 кВ Колесне	50	12/7	12/7	0.219				0.461	0.53	
64	ПС 110/35/10 кВ Арциз	80	35/18	1.632	0.544	0.292	0.975	0.719	1.24	1.94	
65	ПС 110/35/10 кВ Болград	50	15/10	15/10	0.274	0.05	0.7	0.6	1.522	2.79	
66	ПС 110/35/10 кВ Коса	23.5	10/8	10/8	0.13				0.102	0.18	
67	ПС 110/35/10 кВ Зализничное	25	10/6,5	4.951	0.031					0.39	
68	ПС 110/10 кВ Рени	20	14/9	14/9	0.22				0.52	0.29	
69	ПС 110/35/6 кВ Буджак	20	6/4	6/4						0.04	
70	ПС 110/35/10 кВ Бородино	32	14/10	0.194	0.177				0.017	0.02	
71	ПС 110/10 кВ Утконосовка	6.3	1,6/1,5	0.005	0.005	0.1	0.116	0.26	0.105	0.08	



№ п/п	Джерело живлення, ПС 20-150 кВ	Встановлена потужність ПС, МВА	Величина навантаження, МВт, зима/літо	Сумарна потужність замовлена до приднання (чинні ТУ), МВт		Реалізовані ТУ, МВт					Заплановані заходи зі створення резерву потужності у ПРСР
				Всього	у т. ч. оплачено/проавансовано	2014	2015	2016	2017	2018	
72	ПС 35/10 кВ Нове місто	20	2,3/3								
73	ПС 35/10 кВ Андріївка	2.5	0,6/0,3								
74	ПС 35/10 кВ Руська Іванівка	5	1,2/0,8	0.265		0.06	0.1	0.06	0.034	0.06	
75	ПС 35/10 кВ Приморська	4	1,6/2,8	1.096	0.834	0.69	0.9	1.3	0.778	0.86	
76	ПС 35/10 кВ Широке	4	0,5/0,3	0.038							
77	ПС 35/10 кВ Затока	16.3	2,1/10	1.22	0.82	0.9	1.2	2.4	2.13	3.6	
78	ПС 35/10 кВ Красний рибак	3.2	1,2/0,9	0.061	0.061	0.06	0.1	0.01	0.064	0.1	
79	ПС 35/10 кВ Софіївка	6.5	0,9/0,6	0.092	0.061	0.025	0.23	0.06	0.054	0.2	
80	ПС 35/10 кВ Шабо	8	4,9/3,6	0.108	0.101	0.36	0.56	0.9	0.498	0.9	
81	ПС 35/10 кВ Степна	2.5	0,1/0,5								
82	ПС 35/10 кВ Алтестове	5	0,9/0,5								
83	ПС 35/10 кВ Василівка	2.5	1/0,5	0.041	0.041		0.086	0.075	0.131	0.23	
84	ПС 35/10 кВ Вигода	2.5	1,6/1,1	0.121	0.081	0.016	0.313	0.14	0.265	0.36	
85	ПС 35/10 кВ Градениці	5	1,4/0,9	0.16	0.04	0.048	0.216	0.16	0.027	0.03	
86	ПС 35/10 кВ Дачна	8	4,8/3,0	0.463	0.399	0.11	0.497	1.26	0.543	0.5	
87	ПС 35/10 кВ Дружба	16.3	6/3,6	0.499	0.359	0.353	0.599	0.741	0.853	0.96	
88	ПС 35/10 кВ Зірка	3.2	1,4/0,8	0.052	0.022	0.054			0.087	0.1	
89	ПС 35/10 кВ Ільїнка	2.5	2,4/1,8	0.21	0.116	0.086	0.197	0.143	0.295	0.57	
90	ПС 35/10 кВ Кагарлик	1.6	0,5/0,3	0.02	0.02			0.013	0.058	0.69	
91	ПС 35/10 кВ Маринівка	2.5	0,9/0,3	0.005	0.005		0.011	0.035	0.03	0.8	
92	ПС 35/6 кВ Маякі	8	3/2,1	0.571	0.471	0.167	0.176	0.275	0.398	0.78	
93	ПС 35/10 кВ Научна	1.6	1/0,5	0.065	0.059	0.03	0.135	0.098	0.131	0.25	
94	ПС 35/6 кВ НСП-16	2.5									
95	ПС 35/6 кВ Оросительна	3.2	1,6/1	0.006	0.006	0.053	0.109	0.08	0.061	0.11	
96	ПС 35/10 кВ Родіна	12.6	4,3/2,8	0.357	0.303	0.218	0.618	0.535	0.596	0.89	
97	ПС 35/10 кВ Секретарка	2.5	1,1/0,6	0.003		0.065	0.051	0.024	0.054	0.09	
98	ПС 35/6 кВ Україна	2.5	1,7/0,4			0.01	0.031	0.06	0.05	0.05	
99	ПС 35/10 кВ Яскі	5	1,4/1	0.015	0.015	0.035	0.069	0.15	0.022	0.01	
100	ПС 35/10 кВ Надлиманське	5	0,02/0,01			0.23	0.011	0.54	0.317	0.45	



№ п/п	Джерело живлення, ПС 20-150 кВ	Встановлена потужність ПС, МВА	Величина навантаження, МВт, зима/літо	Сумарна потужність замовлена до приднання (чинні ТУ), МВт		Реалізовані ТУ, МВт					Заплановані заходи зі створення резерву потужності у ПРСР
				Всього	у т. ч. оплачено/проавансовано	2014	2015	2016	2017	2018	
101	ПС 35/10 кВ Логістичний центр	12.6	1,4/1,7	1.2	1.2						
102	ПС 35/10 кВ Буялик	8	2,7/1,8	0.5	0.5	0.2	0.36	0.125	0.256	0.47	
103	ПС 35/10 кВ Краснознаменка	5	1,4/1	0.01		0.1	0.115	0.19	0.157	0.26	
104	ПС 35/10 кВ Конопляне	5	0,7/0,5			0.1	0.106	0.15	0.167	0.36	
105	ПС 35/10 кВ Блонське	1.6	0,4/0,7			0.01	0.03	0.015	0.003	0.04	
106	ПС 35/10 кВ Іванівка	2.5	1,2/1			0.06	0.017	0.026	0.025	0.06	
107	ПС 35/10 кВ Олександрівка	1.6	0,3/0,3			0.005		0.008			
108	ПС 35/10 кВ Візівка	2.5	1,8/1,1			0.068	0.097	0.125	0.085	0.36	
109	ПС 35/10 кВ Новомиколаївка	5	0,7/0,4			0.016					
110	ПС 35/10 кВ Свердлове	10.3	5,3/3	0.125	0.125	0.182	0.391	0.92	0.64	0.86	
111	ПС 35/10 кВ Ставкі	5	1,1/0,5			0.021		0.002		0.06	
112	ПС 35/10 кВ Бройлерна	2.5	0,8/1,1			0.102	0.126	0.06	0.23	0.39	
113	ПС 35/10 кВ Кремидівка	2.5	1,1/0,7			0.036	0.033	0.03		0.06	
114	ПС 35/10 кВ Холодмаш	12.6	9,5/5	0.226	0.226	1.9	2.75	7.407	2.53	3.69	
115	ПС 35/10 кВ Красноселка	4	3,1/0,9	0.02	0.02	0.252	0.246	0.327	0.418	0.63	
116	ПС 35/10 кВ Ліски	6.3	4,5/3,1	0.035	0.035	0.504	0.638	0.604	2.013	3.6	
117	ПС 35/10 кВ Чабанка	8	4,7/2,5	0.154	0.99	0.165	0.205	0.322	0.794	1.6	
118	ПС 35/10 кВ Первомайська	8	1,7/0,9								
119	ПС 35/10 кВ Авангард	8	5,5/3,8	0.27	0.181	0.013	0.07	0.148	0.157	0.12	
120	ПС 35/10 кВ Мар'янівка	6.5	1,9/1,1			0.016	0.09	0.19	0.157	0.13	
121	ПС 35/10 кВ Петродоліна	5	2,3/1,4	0.023	0.023	0.07	0.06	0.09	0.102	0.23	
122	ПС 35/10 кВ Молодіжне	5	3/2,5	0.55	0.448	0.56	0.042	0.9	1.16	0.86	
123	ПС 35/10-6 кВ Єфимівка	5	2,1/10,6	0.061	0.026	0.03	0.08	0.06	0.079	0.2	
124	ПС 35/10 кВ БД-2	7.2	5/3,5	0.566	0.388	0.3	0.4	0.023	0.437	0.53	
125	ПС 35/10 кВ Грїбовка	4	1,7/4,1	0.679	0.492	0.2	0.45	0.56	1.09	0.3	
126	ПС 35/10 кВ ОНС-1	2.5	0,4/1								
127	ПС 35/6 кВ ОНС-2	1	0,02								
128	ПС 35/6 кВ ОНС-3	2.5	1,2								



№ п/п	Джерело живлення, ПС 20-150 кВ	Встановлена потужність ПС, МВА	Величина навантаження, МВт, зима/літо	Сумарна потужність замовлена до приднання (чинні ТУ), МВт		Реалізовані ТУ, МВт					Заплановані заходи зі створення резерву потужності у ПРСР
				Всього	у т. ч. оплачено/проавансовано	2014	2015	2016	2017	2018	
129	ПС 35/10 кВ Маркове	3.4	0,5/0,6					0.016	0.021	0.02	
130	ПС 35/10 кВ Понятовка	5	0,5/0,3					0.015	0.025	0.03	
131	ПС 35/10 кВ Єрмеївка	5	0,8/0,6	0.037	0.002		0.06	0.06	0.022	0.35	
132	ПС 35/10 кВ Бурдовка	4.1	0,4/0,4			0.06	0.1	0.05	0.005	0.11	
133	ПС 35/10 -6 кВ Єлизаветівка	3.5	0,3/0,5				0.01				
134	ПС 35/10 кВ Болгарка	8	2,4/1,6	0.11	0.059	0.05	0.05	0.1	0.103	0.1	
135	ПС 35/6 кВ Рибальська	5.7	2,5/1,2	0.055	0.055			0.002	0.043	0.06	
136	ПС 35/10 кВ Очеретівка	2.5	1,5/0,9	0.108	0.108			0.05	0.014	0.1	
137	ПС 35/10 кВ Щербанка	2.5	0,4/0,3					0.016	0.007	0.02	
138	ПС 35/0,4 кВ Ретранслятор	0.1	0,02/0,01								
139	ПС 35/10 кВ Осипівка	3.2	0,2/0,2						0.002		
140	ПС 35/10 кВ Долинськ	2.5	0,5/0,3	0.026	0.026			0.006	0.04		
141	ПС 35/6 кВ Жеребкове	2.8	0,8/0,4					0.003	0.01		
142	ПС 35/10 кВ Шимкове	1.6	0,2/0,2			0.011			0.009		
143	ПС 35/10 кВ Ухожани	5	1/1	0.036	0.036		0.027	0.016	0.024		
144	ПС 35/10 кВ Барсуки	2.5	0,3/0,4				0.037	0.013	0.005		
145	ПС 35/10 кВ Пужайкове	1.6	0,6/0,6						0.4		
146	ПС 35/10 кВ Пасат	1.6	0,4/0,4				0.031	0.009	0.012		
147	ПС 35/10 кВ Пасицели	2.5	0,7/0,3				0.013	0.012	0.017		
148	ПС 35/10 кВ Насосна	2.5	0,7/0,6	0.089	0.05	0.017	0.06		0.006		
149	ПС 35/10 кВ Євтодія	1.6	0,4/0,4				0.021	0.012			
150	ПС 35/10 кВ Расцвет	5	0,5/0,4	0.031	0.018		0.023	0.05	0.019		
151	ПС 35/10 кВ Ровне	5	0,4/0,4			0.012	0.027	0.01	0.012		
152	ПС 35/10 кВМ.-Олександр.	4.1	0,2/0,2	0.009	0.009						
153	ПС 35/10 кВЗлатоустове	3.2	0,3/0,3	0.014		0.01		0.058	0.07		
154	ПС 35/10 кВ Ряснопіль	4.1	0,2/0,3	0.06	0.06	0.005	0.016	0.021	0.003		
155	ПС 35/10 кВАрмейська	2.5	0,3/0,3			0.01	0.01	0.006	0.063		
156	ПС 35/10 кВ В.Кут	5	1,1/1,0			0.037	0.018	0.058	0.086		
157	ПС 35/10 кВ В.Михайлівка	8	2,8/2,1	0.352	0.102	0.013	0.047	0.137	0.144	0.01	



№ п/п	Джерело живлення, ПС 20-150 кВ	Встановлена потужність ПС, МВА	Величина навантаження, МВт, зима/літо	Сумарна потужність замовлена до приднання (чинні ТУ), МВт		Реалізовані ТУ, МВт					Заплановані заходи зі створення резерву потужності у ПРСР
				Всього	у т. ч. оплачено/проавансовано	2014	2015	2016	2017	2018	
158	ПС 35/10 кВ Стоянове	5	0,1/0,2						0.008		
159	ПС 35/10 кВ Б Плоске	2.5	0,5/0,9	0.027	0.027	0.011		0.007	0.057		
160	ПС 35/10 кВ Гребенік	1.6	0,1/0,1	0.012	0.012	0.013		0.002	0.057		
161	ПС 35/10 кВ М.Плоске	2.5	0,4/0,4			0.015			0.004		
162	ПС 35/10 кВ Елеватор	2.5	0,7/0,5	0.221	0.221	0.03	0.042	0.021	0.163		
163	ПС 35/10 кВ Кодима	12.6	3,9/2,5	0.297	0.263	0.132	0.198	0.107	0.284	0.3	
164	ПС 35/10 кВ Слободка	1.8	0,5/0,3	0.016	0.013	0.023	0.007	0.015	0.043		
165	ПС 35/10 кВ Круті	1.6	0,5/0,3	0.018	0.018	0.012	0.017	0.016	0.04		
166	ПС 35/10 кВ Грабове	4.1	0,7/0,6	0.034	0.019		0.005	0.03	0.097		
167	ПС 35/10 кВ Загніткове	3.2	0,7/0,6	0.015	0.015	0.006	0.024	0.013	0.006		
168	ПС 35/10 кВ Соболівка	8	1,6/1,6	0.03	0.03	0.017	0.004	0.005	0.078		
169	ПС 35/10 кВ Нестоїта	4.3	0,8/0,9	0.069	0.006	0.013	0.028		0.047		
170	ПС 35/10 кВ Мардарівка	3.2	0,1/0,1	0.006	0.006			0.007			
171	ПС 35/10 кВ Вишневе	2.5	0,9/0,7	0.194	0.194	0.006	0.04		0.276		
172	ПС 35/10 кВ Узбережжя	4	1,1/0,8								
173	ПС 35/10 кВ Чорне	2.5	0,7/0,6				0.011		0.029		
174	ПС 35/10 кВ Тригради	3.6	0,5/0,4	0.007	0.007		0.009		0.004		
175	ПС 35/10 кВ Степанівка	2.5	0,4/0,3	0.021	0.021	0.036	0.1	0.08	0.031	0.08	
176	ПС 35/10 кВ Довжанка	3.2	0,3/0,3	0.008		0.005	0.007		0.017		
177	ПС 35/10 кВ Ставрове	2.5	0,5/0,4					0.024	0.116		
178	ПС 35/10 кВ Любашівка	12.6	3,1/1,8	0.076	0.07	0.046	0.187	0.209	0.429	0.12	
179	ПС 35/10 кВ Ясинове	5	1,5/1	0.064	0.064	0.051	0.051	0.0096	0.655	0.42	
180	ПС 35/10 кВ Демидове	1.6	0,4/0,3	0.006	0.006	0.008	0.016	0.022	0.07		
181	ПС 35/10 кВ Бобрик	2.5	1,2/0,8	0.029	0.014	0.003	0.062	0.008	0.264		
182	ПС 35/10 кВ Саврань	8	3,5/3,1	0.086	0.086	0.112	0.221	0.159			
183	ПС 35/10 кВ Концеба	3.2	0,6/0,4			0.01	0.018	0.021			
184	ПС 35/10 кВ Полянське	2.5	0,3/0,3								
185	ПС 35/10 кВ Дубінове	1.8	0,4/0,3	0.158	0.058			0.045			
186	ПС 35/10 кВ Миколаївка	8	2,4/1,7	0.014	0.014				0.065		



№ п/п	Джерело живлення, ПС 20-150 кВ	Встановлена потужність ПС, МВА	Величина навантаження, МВт, зима/літо	Сумарна потужність замовлена до приднання (чинні ТУ), МВт		Реалізовані ТУ, МВт					Заплановані заходи зі створення резерву потужності у ПРСР
				Всього	у т. ч. оплачено/проавансовано	2014	2015	2016	2017	2018	
187	ПС 35/10 кВ Шабельніки	1.8	0,1/0,1					0.002	0.017		
188	ПС 35/10 кВ Фрунзівка	8	1,8/1,7	0.002	0.002	0.017	0.034	0.091	0.09		
189	ПС 35/10 кВ Перехрестове	3.2	0,6/0,4	0.009	0.009		0.009	0.006	0.018		
190	ПС 35/10 кВ Затишся	2.5	0,9/0,9	11.033	0.033	0.006	0.005	0.022	0.043		
191	ПС 35/10 кВ Росіянівка	1.8	0,5/0,4	0.004	0.004	0.005	0.016	0.023	0.018		
192	ПС 35/10 кВ Ширяєво	8	2,9/2,2	0.137	0.09	0.078	0.14	0.102	0.209		
193	ПС 35/10 кВ Жовтень	5	1,2/1	0.003	0.003	0.04	0.079	0.058	0.178		
194	ПС 35/10 кВ Вікторівка	1.6	0,7/0,8			0.019	0.033	0.064	0.039	0.01	
195	ПС 35/10 кВ Нікомаврівка	1.8	0,3/0,3			0.011			0.029		
196	ПС 35/10 кВ Макарове	1.6	0,6/0,4	0.01	0.01	0.011	0.019	0.082	0.117		
197	ПС 35/10 кВ Ст.Маякі	3.2	0,6/0,6				0.047	0.011	0.015		
198	ПС 35/10 кВ Розкішне	5	0,3/0,4						0.02		
199	ПС 35/10 кВ Виноградівка	4	3,2/1,3	0.057	0.057				0.135		
200	ПС 35/10 кВ Вознесенівка	2.5	1/0,5						0.058		
201	ПС 35/10 кВ Комсомольська	5	3/2	0.006	0.006				0.028		
202	ПС 35/10 кВ Н.Іванівка	5	2,6/1,8						0.092		
203	ПС 35/10 кВ Островне	2.5	1,8/1	0.024	0.024				0.034		
204	ПС 35/10 кВ Парижська	2.8	1,5/0,8						0.081		
205	ПС 35/10 кВ Пряма Балка	1.6	1,6/0,8	0.006	0.006				0.035		
206	ПС 35/10 кВ Банівка	2.5	0,6/0,5	0.022	0.005	0.02	0.065	0.0109	0.138		
207	ПС 35/10 кВ Василівка	2.5	1,6/1,1								
208	ПС 35/10 кВ Жовтнєве	2.5	1/0,7	0.017	0.012				0.007		
209	ПС 35/10 кВ Огородне	5	4/3	0.017	0.01				0.174		
210	ПС 35/10 кВ Горіховка	5	2,5/1,4						0.004		
211	ПС 35/10 кВ Табакі	5	2/1,5	0.007	0.007				0.179		
212	ПС 35/10 кВ Червоноармійське	6.5	3/2						0.062		
213	ПС 35/6 кВ Ялпуг	4	0,1/2								
214	ПС 35/10 кВ Богате	5	2,2/2	0.043	0.043				0.068		





№ п/п	Джерело живлення, ПС 20-150 кВ	Встановлена потужність ПС, МВА	Величина навантаження, МВт, зима/літо	Сумарна потужність замовлена до приднання (чинні ТУ), МВт		Реалізовані ТУ, МВт					Заплановані заходи зі створення резерву потужності у ПРСР
				Всього	у т. ч. оплачено/проавансовано	2014	2015	2016	2017	2018	
215	ПС 35/6 кВ Виставка	22.3	7,5/6	0.09	0.09				1.23		
216	ПС 35/6 кВ ІНС-1	4	0,1/1								
217	ПС 35/10 кВ ІНС-12	1.6	1,4/0,5						0.055		
218	ПС 35/6 кВ ІНС-2	2.5	0,1/2								
219	ПС 35/6 кВ ІНС-3	1.6	0,1/0,8								
220	ПС 35/0,4 кВ ІНС-5	1	0,1/0,6								
221	ПС 35/10 кВ ІНС-9	2.5	1,5/0,6	0.036	0.036	0.05	0.017	0.06	0.023		
222	ПС 35/10 кВ Каланчак	2.5	1/0,5								
223	ПС 35/10 кВ Кам'янка	5	1,8/1,6	0.031	0.031	0.05	0.08	0.036	0.06		
224	ПС 35/10 кВ Кирнички	2.5	1,8/1,2			0.112	0.203	0.28	0.127		
225	ПС 35/10 кВ Кислиця-1	2.5	1,2/0,8	0.007	0.007	0.06	0.025	0.1	0.11		
226	ПС 35/6 кВ Кислиця-2	2.5	0,1/0,4								
227	ПС 35/10 кВ Консервний з-д	1.6	0,1/0,1								
228	ПС 35/6 кВ Кутузова	11.9	7/6	7.06	7.06	0.425	0.489	0.855	0.784		
229	ПС 35/10 кВ Ларжанка	2.5	2,7/2,2	0.028	0.028				0.558		
230	ПС 35/10 кВ Матроска	1.6	1,5/1,2	0.077	0.077				0.187		
231	ПС 35/10 кВ Першотравневе	4	1,5/0,9	0.017	0.017	0.033	0.077	0.336	0.079	0.25	
232	ПС 35/6 кВ Сєверна	10.3	7/6	0.176	0.176	1	1.4	1.3	1.9	2.16	
233	ПС 35/6 кВ СРЗ	2.5	2/1,4	0.032	0.032	0.09	0.054	0.1	0.04		
234	ПС 35/10 кВ Вілкове	10.3	7/5	0.112	0.112	0.21	0.623	0.536	0.485	0.84	
235	ПС 35/10 кВ Дмитрівка	1.6	1,5/1,3	0.018	0.018		0.02	0.06	0.017	0.1	
236	ПС 35/6 кВ Дунай	4	1,3/1,3	0.003	0.003		0.017	0.11	0.024	0.1	
237	ПС 35/6 кВ Журавлівка	4	0,2/0,7								
238	ПС 35/10 кВ КНС-1	4	2,2/1,8				0.116	0.2	0.086	0.25	
239	ПС 35/6 кВ КНС-2	2.5	1/1								
240	ПС 35/6 кВ Кофа	7.13	1/2,8								
241	ПС 35/10 кВ Кросс	4	3/3,2								
242	ПС 35/6 кВ Мічуринська	1.6	0,1/0,6								
243	ПС 35/10 кВ Приозерне	2.5	2/1,6			0.05	0.1	0.145	0.111	0.2	



№ п/п	Джерело живлення, ПС 20-150 кВ	Встановлена потужність ПС, МВА	Величина навантаження, МВт, зима/літо	Сумарна потужність замовлена до приднання (чинні ТУ), МВт		Реалізовані ТУ, МВт					Заплановані заходи зі створення резерву потужності у ПРСР
				Всього	у т. ч. оплачено/проавансовано	2014	2015	2016	2017	2018	
244	ПС 35/6 кВ Салман	4.1	0,5/1,5								
245	ПС 35/10 кВ Шевченкове	7.2	3,6/2	0.161	0.161	0.05	0.159	0.156	0.284	0.36	
246	ПС 35/10 кВ Котловіна	4.13	0,8/0,5	0.07	0.07				0.017		
247	ПС 35/10 кВ Нагорне	4.3	2,1/1,4	0.01	0.01				0.028		
248	ПС 35/10 кВ Новосельське	4	0,6/1						0.02		
249	ПС 35/10 кВ Орловка	2.5	1/0,8								
250	ПС 35/10 кВ Введенка	1.6	0,5/0,2								
251	ПС 35/10 кВ Крива Балка	2.5	2/1,2	0.02	0.02				0.123		
252	ПС 35/10 кВ Надежда	2.5	1/0,7						0.063		
253	ПС 35/10 кВ Петропалівка	4.1	3/2	0.003	0.003				0.029		
254	ПС 35/10 кВ Плахтіївка	8	3/1,8	0.022	0.022				0.1		
255	ПС 35/10 кВ Райлянка	2.5	1/0,5						0.017		
256	ПС 35/10 кВ Сарата	8	6,2/4	0.041	0.041				0.347		
257	ПС 35/10 кВ Елеватор	5	3,2/3								
258	ПС 35/10 кВ Ганівка	2.5	1,8/1,2								
259	ПС 35/10 кВ Березіно	1.6	1,3/1						0.023		
260	ПС 35/10 кВ Весела Долина	1.6	1/0,8	0.121	0.0121				0.006		
261	ПС 35/10 кВ Красне	6.5	2/1,8						0.017		
262	ПС 35/10 кВ Надрічне	1.6	1,3/0,7								
263	ПС 35/10 кВ Підгорне	2.5	1,5/1,3						0.025		
264	ПС 35/10 кВ Серпневе	2.5	1,5/1,2	0.007	0.007				0.085		
265	ПС 35/10 кВ Тарутіне	5	4/2,5	0.7	0.6				0.06		
266	ПС 35/10 кВ Ярове	8	1,8/1,5	0.01	0.01				0.06		
267	ПС 35/10 кВ Вишневе	5	1,6/1,3								
268	ПС 35/10 кВ Глибоке	2.5	1,2/0,8	0.03	0.03				0.063		
269	ПС 35/10 кВ Дівізія	1.6	0,7/0,6						0.006		
270	ПС 35/10 кВ Желтий Яр	3.4	0,5/0,4						0.006		
271	ПС 35/10 кВ Лімани	5.6	2/1,2								
272	ПС 35/10 кВ Татарбунари	12.6	10/6	0.453	0.223				1.89		



№ п/п	Джерело живлення, ПС 20-150 кВ	Встановлена потужність ПС, МВА	Величина навантаження, МВт, зима/літо	Сумарна потужність замовлена до приднання (чинні ТУ), МВт		Реалізовані ТУ, МВт					Заплановані заходи зі створення резерву потужності у ПРСР
				Всього	у т. ч. оплачено/проавансовано	2014	2015	2016	2017	2018	
273	ПС 35/10 кВ Тузли	5	1,5/1,2						0.282		
274	ПС 35/6 кВ Кагачська	1.6	0,5								
275	ПС 35/6 кВ ТНС-1	4	0,1/1,8								
276	ПС 35/6 кВ ТНС-3	4	0,1/1,2								
				279.66	78.703	32.975	53.334	79.768	102.34	134.93	



## **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**

Одеська область на даний час практично не має власних гарантованих джерел генерації електричної потужності, які б могли компенсувати стійке зростання навантаження регіону.

Надходження електроенергії у мережі, які живлять Одеську область, здійснюються як від шин 110 кВ підстанцій 220-330 кВ Південної ЕС ДП "НЕК "Укренерго", а саме від ПС 330 кВ "Усатове", ПС 330 кВ "Новоодеська", ПС 330 кВ "Аджалик", ПС 220 кВ "Центроліт", ПС 330 кВ "Подільська", ПС 220 кВ "Доброславська", ПС 330 кВ "Арциз" так і безпосередньо від електричних мереж Республіки Молдова.

Необхідно зазначити, що південно-західний регіон Одеської області, у силу географічного розташування та структури живлячих мереж, отримує до 90 % електроенергії від мереж Молдови. Це, у першу чергу, Б.-Дністровський, Ренійський, Кілійський, Болградський, Ізмаїльський, Тарутинський, Татарбунарський, Саратський та Арцизький райони. Сумарне електричне навантаження регіону в осінньо-зимовий період (ОЗП) досягає рівня 300-350 МВт.

Електробезпечення регіону здійснюється від Молдови по наступним повітряним лініям:

- ПЛ 330 кВ МДРЕС – Арциз;
- ПЛ 110 кВ МДРЕС – Старокозаче;
- двом ПЛ 110 кВ Вулканешти – Болград №1,2.

З основною мережею АТ "ОДЕСАОБЛЕНЕРГО" регіон пов'язує тільки ПЛ 110 кВ Старокозаче – Канал, яка проходить частково по території Молдови, що ускладнює проведення ремонтних робіт по цій лінії.

В ОЗП величина потужності, що отримується від ПС "Вулканешти" складає 75-80 МВт або 25% загального навантаження мереж регіону.

З п'яти підстанцій 330 кВ Південної ЕС, які живлять Одеський регіон, чотири зв'язані високовольтними лініями 330 кВ з МДРЕС – ПС 330 кВ "Новоодеська", ПС 330 кВ "Усатове", ПС 330 кВ "Подільська", ПС 330 кВ "Арциз". При цьому, підстанція 330 кВ "Арциз" інших ліній зв'язку з мережами України не має, що визначає практично повну залежність електропостачання південно-західної частини Одеської області від Молдавської ДРЕС.

Окремо слід зазначити про проблеми з забезпеченням електропостачання споживачів м. Одеси. Серед основних проблемних питань у енергопостачанні м. Одеси та прилягаючих районів:



- відсутність гарантованої генерації у місті (та області) і, як наслідок, значне завантаження живлячих ПЛ 110 кВ в ремонтних та аварійних режимах (Аркадія – Чумка, ОТЕЦ – Чумка, Усатове – Чумка, Застава – Чумка);
- ненормативні рівні напруги в аварійних режимах;
- перевантаження трансформаторів існуючих підстанцій 110 кВ (в ремонтних та аварійних режимах) через стрімке зростання навантаження м. Одеса;
- відсутність достатньої кількості трансформаторної потужності на живлячих підстанціях 330-220 кВ Південної енергосистеми, і у першу чергу, на ПС 330 кВ Аджалик і ПС 220 кВ Центроліт, що обмежує приєднання навантаження в цьому регіоні, особливо слід відмітити про порт Южний. Розвиток портової зони призвів до стрімкого зростання навантаження існуючих споживачів та приєднання нових. Однак зважаючи на перевантаження АТ на ПС 330 кВ "Аджалик" та відсутність вільних комірок 110 кВ, приєднання нових споживачів не є можливим;
- зношеність розподільчих мереж 6-10 кВ та їх недостатня пропускна здатність.

Проблемним залишається питання надійного забезпечення енергопостачання споживачів центральної частини міста Одеси, що живляться від **Одеської ТЕЦ**, обладнання якої знаходиться у край незадовільному технічному стані. ОТЕЦ вже давно відпрацювала свій експлуатаційний ресурс, забезпечує лише 10-15% приєданого навантаження центральної частини м. Одеси, а у період осінньо-зимового максимуму генерує потужність, яка забезпечує лише власні потреби. Це приводить до великої кількості скарг споживачів.

Згідно висновків 8-го розділу Плану дефіцитними енерговузлами, в яких необхідне виконання заходів щодо підсилення мережі з метою інтеграції нового навантаження та виробництва до системи розподілу є:

- Південно-західна частина Одеської області (на південь від Білгород-Дністровського лиману), що в основному отримує живлення від ПС 330 кВ "Арциз" (живиться однією ПЛ 330 кВ від ПС 400 кВ "Молдавська ДРЕС"). Крім цього споживачі Південно-Західної частини Одеської області отримують живлення по зв'язках 110 кВ від ПС 400 кВ "Вулканешти", по ПЛ 110 кВ Молдавська ДРЕС – Старокозаче та ПЛ 110 кВ Старокозаче – Канал. Таким чином при відключенні ПЛ 330 кВ Молдавська ДРЕС – Арциз навантаження енерговузла заживлюється по 4-м ПЛ 110 кВ, що спричиняє наднормативне падіння напруги на підстанціях, та, як наслідок, неналежну якість електропостачання споживачів. З іншої сторони значна кількість існуючих та перспективних об'єктів ВДЕ (в основному – сонячних електростанцій) в енерговузлі за співпадіння погодніх умов може спричинити перевантаження деяких ПЛ 110 кВ.
- Значна густина навантаження в м. Одеса є причиною перевантаження ПЛ 110 кВ Аркадія – Чумка, Одеська ТЕЦ – Чумка, Усатове – Чумка, Застава – Чумка в аварійних та ремонтно-аварійних режимах відключення ліній 110 кВ. Шляхом вирішення цієї проблеми є реконструкція зазначених ПЛ зі збільшенням пропускної здатності.
- Через значну довжину транзиту 110 кВ Канал – Овідіополь – Кароліно – Темп – Іллічівськ – Новоодеська спостерігається зниження напруг на ПС 110 кВ "Іллічівськ", "Темп", "Кароліно" в режимі відключення ПЛ 110 кВ Новоодеська – Іллічівськ. Для забезпечення розвитку Іллічівського морського порту та підключення вітрових електростанцій в Овідіопольському районі, необхідним є



спорудження переходу через Білгород-Дністровський лиман з утворенням ПЛ 110 кВ Овідіополь – МІЗ та Кароліно – МІЗ та спорудження ПЛ 110 кВ Новоодеська – Іллічівськ № 2.

- Також в деяких режимах спостерігається наднормативне зниження напруги на ПС 110 кВ "Таїрово", "Чорноморка", "Аркадія". Враховуючи значний розвиток цих районів, необхідним є збільшення пропускної здатності дволанцюгової ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово та спорудження ПС 110 кВ "Червоний Хутір" з посиленням прив'язки ПС 110 кВ "Таїрово" по мережі 110 кВ.

## **9. ДАНІ ЩОДО ЗАВАНТАЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ НАПРУГОЮ 20 КВ ТА ВИЩЕ В ХАРАКТЕРНІ ПЕРІОДИ ЇХ РОБОТИ ДЛЯ НОРМАЛЬНИХ ТА РЕМОНТНИХ РЕЖИМІВ**

### **9.1. Аналіз існуючих навантажень ПС 110 кВ АТ "Одесаобленерго"**

Червоним кольором виділені підстанції, завантаження трансформаторів на яких в аварійних режимах, перевищують нормативні значення, помаранчевим – завантаження близькі до номінального значення.

Аналіз існуючих навантажень ПС 110 кВ виявив наступні проблеми:

#### ***Перевантаження трансформатору в ремонтних/аварійних режимах***

- ПС 110 кВ Еталон;
- ПС 110 кВ ЗРС;
- ПС 110 кВ Іллічівськ;
- ПС 110 кВ Кілія;
- ПС 110 кВ Кримська;
- ПС 110 кВ Маразліївська (нова);
- ПС 110 кВ МІЗ;
- ПС 110 кВ Овідіополь;
- ПС 110 кВ Теплична;
- ПС 110 кВ Чорноморка;
- ПС 110 кВ Чумка;
- ПС 110 кВ Широка Балка;
- ПС 110 кВ Ювілейна (нова);
- ПС 110 кВ ЮЗР.

#### ***Номінальне завантаження трансформатору в ремонтних/аварійних режимах***

- ПС 110 кВ Ленінська;
- ПС 110 кВ Ізмаїл.

На вищезазначених підстанціях 110 кВ (окрім Маразліївська та Ювілейна) необхідно передбачити заміну трансформаторів та/або виконати спорудження нових підстанцій 110 кВ. Спорудження нових підстанцій вкрай необхідне в місті Одеса, в зоні морських портів України (м. Іллічівськ та м. Южне).



Навантаження за звітний період 2016-2018 рр. наведено в Табл. Д-6. 1-Табл. Д-6. 6 Додатку 6.

## 9.2. Аналіз перспективних навантажень ПС 110 кВ АТ "Одесаобленерго"

Мінімальний річний приріст гарантованого споживання електроенергії необхідно приймати на рівні не менше 0,75% (прийнята доля населення та промисловості в загальному електроспоживанні біля 50%).

При розрахунку перспективних навантажень відносний приріст має бути не менше ніж подвійний мінімальний приріст, тобто **1.5%** (природний приріст навантаження без урахування крупних технічних умов на приєднання).

Одна інтенсивний розвиток портових зон в Одеській області та безпосередньо самого міста Одеса визначає необхідність спорудження нових підстанцій та заміни трансформаторів на існуючих.

Аналіз перспективних навантажень ПС 110 кВ підтвердив наявність раніше виявлених проблем:

### *Перевантаження трансформатору в ремонтних/аварійних режимах*

- ПС 110 кВ Еталон;
- ПС 110 кВ ЗРС;
- ПС 110 кВ Ленінська
- ПС 110 кВ Іллічівськ;
- ПС 110 кВ Кілія;
- ПС 110 кВ Кримська;
- ПС 110 кВ Маразліївська (нова);
- ПС 110 кВ МІЗ;
- ПС 110 кВ Овідіополь;
- ПС 110 кВ Теплична;
- ПС 110 кВ Чорноморка;
- ПС 110 кВ Чумка;
- ПС 110 кВ Широка Балка;
- ПС 110 кВ Ювілейна (нова);
- ПС 110 кВ ЮЗР.

На ПС 110 кВ Б.Дністровський виявлено граничне завантаження трансформатору в аварійному режимі, що свідчить про необхідність збільшення трансформаторної потужності підстанції.

На вищезазначених підстанціях 110 кВ (окрім Маразліївська та Ювілейна) необхідно передбачити заміну трансформаторів та/або виконати спорудження нових підстанцій 110 кВ. Спорудження нових підстанцій вкрай необхідне в місті Одеса, в зоні морських портів України (м. Іллічівськ та м. Южне).

Перспективні навантаження ПС 110 кВ наведені в Табл. Д-6. 7 – Табл. Д-6. 12 Додатку 6.





### **9.3. Аналіз поточкорозподілу та рівнів напруг в електричних мережах в максимумі зимових 2018 року**

*Аналіз нормального режиму роботи мережі в максимумі зимових навантажень 2018 року (Рис. Д-2. 1) не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.*

*Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 330 кВ Молдавська ДРЕС – Арциз в максимумі зимових навантажень 2018 року (Рис. Д-2. 2). Для забезпечення нормативних рівнів напруги в цьому режимі необхідним є ввімкнення БСК на ПС 110 кВ "Утконосівка", ПС 110 кВ "Ч. Яр" та ПС 110 кВ "Арциз". Аналіз режиму виявив граничні зниження напруги в мережі 110 кВ Ізмаїльського енерговузла. Для забезпечення нормативних рівнів напруг з урахуванням перспективного росту навантаження необхідне будівництво ПЛ 330 кВ Новоодеська – Арциз, що передбачено "Планом розвитку системи передачі на 2020-2029 роки".*

*Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 400 кВ Молдавська ДРЕС – Вулканешти в максимумі зимових навантажень 2018 року (Рис. Д-2. 3) Для забезпечення нормативних рівнів напруги в цьому режимі необхідним є ввімкнення БСК на ПС 110 кВ "Утконосівка", ПС 110 кВ "Ч. Яр" та ПС 110 кВ "Арциз" та ввімкнення СВ 110 кВ на ПС 110 кВ "Суворово". Аналіз режиму виявив граничні зниження напруги в мережі 110 кВ Ізмаїльського енерговузла. Для забезпечення нормативних рівнів напруг з урахуванням перспективного росту навантаження необхідне будівництво ПЛ 330 кВ Новоодеська – Арциз, що передбачено "Планом розвитку системи передачі на 2020-2029 роки".*

*Аналіз режиму аварійного відключення АТ-1 на ПС 330 кВ "Новоодеська" в максимумі зимових навантажень 2018 року (Рис. Д-2. 4) виявив наднормативне завантаження АТ-2 (103 %), що пов'язано з недостатньою трансформаторною потужністю ПС 330 кВ "Новоодеська" та значним навантаження м. Одеса. Можливим заходом для розвантаження АТ на ПС 330 кВ "Новоодеська" є спорудження переходу через Білгород-Дністровський лиман з утворенням ПЛ 110 кВ Овідіополь – МІЗ та Кароліно – МІЗ.*

*Аналіз режиму аварійного відключення АТ-5 на ПС 330 кВ "Усатове" в максимумі зимових навантажень 2018 року (Рис. Д-2. 5) виявив наднормативне завантаження АТ-4 (101 %), що пов'язано з недостатньою трансформаторною потужністю ПС 330 кВ "Усатове" та значним навантаження м. Одеса. Для уникнення подальшого росту завантаженості АТ на ПС 330 кВ "Усатове" необхідне переведення ПС 220 кВ "Центроліт" на клас напруги 330 кВ, що передбачено "Планом розвитку системи передачі на 2020-2029 роки".*

*Аналіз режиму аварійного відключення АТ-1 на ПС 330 кВ "Аджалик" в максимумі зимових навантажень 2018 року (Рис. Д-2. 6) виявив наднормативне завантаження АТ-2 (115 %), що пов'язано з недостатньою трансформаторною потужністю ПС 330 кВ "Аджалик" та значним навантаженням промислових та портових зон. Для підтримки активного розвитку портів в Україні, необхідною є*





заміна АТ-1 та АТ-2 на ПС 330 кВ "Аджалик" на більш потужні АТ, що передбачено "Планом розвитку системи передачі на 2020-2029 роки".

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 330 кВ Аджалик – Усадове № 1 в максимумі зимових навантажень 2018 року (Рис. Д-2. 7)** АТ-1 та АТ-2 на ПС 330 кВ "Аджалик" (118 та 110 % відповідно), що пов'язано з недостатньою трансформаторною потужністю ПС 330 кВ "Аджалик" та значним навантаженням промислових і портових зон та м. Одеса.

Також спостерігається граничне завантаження ПЛ 110 кВ Чумка – Аркадія (99 %). Для можливості розвитку морських портів та промисловості у місті Одеса необхідним є переведення ПС 220 кВ "Центроліт" на клас напруги 330 кВ зі спорудженням заходів 330 кВ та заміною АТ на ПС 330 кВ "Аджалик" на більш потужні, що передбачено "Планом розвитку системи передачі на 2020-2029 роки".

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 330 кВ Аджалик – ЮУАЕС в максимумі зимових навантажень 2018 року (Рис. Д-2. 8)** виявив наднормативне завантаження АТ-1 на ПС 220 кВ "Центроліт" (114 %), що пов'язано з недостатньою трансформаторною потужністю ПС 220 кВ "Центроліт" та значним навантаженням промислових та портових зон та м. Одеса. Для можливості розвитку морських портів та промисловості у місті Одеса необхідним є переведення ПС 220 кВ "Центроліт" на клас напруги 330 кВ зі спорудженням заходів 330 кВ, що передбачено "Планом розвитку системи передачі на 2020-2029 роки".

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 330 кВ Аджалик – Трихати в максимумі зимових навантажень 2018 року (Рис. Д-2. 9)** виявив наднормативне завантаження АТ-1 на ПС 220 кВ "Центроліт" (114 %), що пов'язано з недостатньою трансформаторною потужністю ПС 220 кВ "Центроліт" та значним навантаженням промислових та портових зон та м. Одеса. Для можливості розвитку морських портів та промисловості у місті Одеса необхідним є переведення ПС 220 кВ "Центроліт" на клас напруги 330 кВ зі спорудженням заходів 330 кВ, що передбачено "Планом розвитку системи передачі на 2020-2029 роки".

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Застава – Чумка в максимумі зимових навантажень 2018 року (Рис. Д-2. 10)** виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Аркадія – Чумка (119 %), ПЛ 110 кВ Одеська ТЕЦ – Чумка (117 %) та ПЛ 110 кВ Усадове – Чумка (104 %), що визначає необхідність посилення цих ліній.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Аркадія – Чумка в максимумі зимових навантажень 2018 року (Рис. Д-2. 11)** виявив наднормативне зниження напруг на ПС 110 кВ "ЮЗР", "Аркадія" (98 кВ), що визначає необхідність посилення мережі 110 кВ.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово № 2 в максимумі зимових навантажень 2018 року (Рис. Д-2. 12)** виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Застава – Чумка (101 %) та ПЛ 110 кВ Чумка – Аркадія (128 %), що визначає необхідність посилення цих ліній.



Для розвантаження ПЛ 110 кВ Аркадія – Чумка можливим є ввімкнення ПЛ 110 кВ Таїрово – Застава (Рис. Д-2. 15), однак цей режимний захід не вирішує проблему перевантаження ПЛ 110 кВ Застава – Чумка (111 %).

*Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Одеська ТЕЦ – Чумка в максимумі зимових навантажень 2018 року (Рис. Д-2. 14) виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Усатове – Чумка (104 %) та ПЛ 110 кВ Застава – Чумка (125 %), що визначає необхідність посилення цих ліній.*

*Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Усатове – Чумка в максимумі зимових навантажень 2018 року (Рис. Д-2. 15) виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ ОТЕЦ – Чумка (113 %) та ПЛ 110 кВ Застава – Чумка (117 %), що визначає необхідність посилення цих ліній.*

*Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Усатове – ОТЕЦ № 1 в максимумі зимових навантажень 2018 року (Рис. Д-2. 16) не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.*

*Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово № 2 та ремонту ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово № 1 в максимумі зимових навантажень 2018 року (Рис. Д-2. 17) виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Чумка – Аркадія (178 %), Аркадія – Таїрово (117 %) та Застава – Чумка (122 %). Для уникнення перевантажень вказаних ПЛ необхідним є ввімкнення ПЛ 110 кВ Таїрово – ЮЗР № 2 та обмеження навантаження ПС 110 кВ "Таїрово", Аркадія, ЮЗР, Артилерійська, Чумка на 25 % (Рис. Д-2. 18) (згідно п. 10.14 "Норм технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище" для забезпечення виконання критерію "N-1" для ремонтних схем мережі допустиме за рахунок обмеження навантаження підстанцій енерговузла. Величина обмеження навантаження не повинна перевищувати 25 %). Для уникнення необхідності обмеження навантаження в цьому ремонтно-аварійному режимі необхідним є будівництво КЛ 110 кВ Маразліївська – Чумка та реконструкція ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрове і Застава – Чумка зі збільшенням пропускної здатності.*

*Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Усатове – Чумка та ремонту ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово № 1 в максимумі зимових навантажень 2018 року (Рис. Д-2. 19) виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ ОТЕЦ – Чумка (130 %), Чумка – Аркадія (123 %) та Застава – Чумка (137 %). При обмеженні навантаження ПС 110 кВ "Чорноморка", "Таїрово", "ЮЗР", "Аркадія", "Артилерійська", "Чумка", "Ленінська", "ЗРС" на 25 % завантаженість ПЛ 110 кВ Чумка – Аркадія становитиме 98 % (Рис. Д-2. 20). Для уникнення необхідності обмеження навантаження в цьому ремонтно-аварійному режимі необхідним є будівництво КЛ 110 кВ Маразліївська – Чумка та реконструкція ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрове, ОТЕЦ – Чумка і Застава – Чумка зі збільшенням пропускної здатності.*



**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Чумка – Застава та ремонту ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово № 1 в максимумі зимових навантажень 2018 року (Рис. Д-2. 21)** виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Усатово – Чумка (123 %), ОТЕЦ – Чумка (140 %) та Чумка – Аркадія (160 %). При обмеженні навантаження ПС 110 кВ "Таїрово", "ЮЗР", "Аркадія", "Артилерійська", "Чумка", "Ленінська", "ЗРС", "ОТЕЦ" на 25 % завантаженість ПЛ 110 кВ Чумка – Аркадія становитиме 116 %, а ПЛ 110 кВ ОТЕЦ – Чумка – 101 % (Рис. Д-2. 22). Для уникнення необхідності обмеження навантаження в цьому ремонтно-аварійному режимі необхідним є будівництво КЛ 110 кВ Маразліївська – Чумка та реконструкція ПЛ 110 кВ Усатове – Чумка та ОТЕЦ – Чумка зі збільшенням пропускної здатності.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ ОТЕЦ – Чумка та ремонту ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово № 1 в максимумі зимових навантажень 2018 року (Рис. Д-2. 23)** виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Усатово – Чумка (119 %), Застава – Чумка (148 %) та Чумка – Аркадія (121 %). При обмеженні навантаження ПС 110 кВ "Таїрово", "ЮЗР", "Аркадія", "Артилерійська", "Чумка", "Ленінська", "ЗРС", "ОТЕЦ" на 25 % завантаженість ПЛ 110 кВ Застава – Чумка становитиме 106 % (Рис. Д-2. 24). Для уникнення необхідності обмеження навантаження в цьому ремонтно-аварійному режимі необхідним є будівництво КЛ 110 кВ Маразліївська – Чумка, КЛ 110 кВ Чумка – Чубаївка – ЮЗР та реконструкція ПЛ 110 кВ Усатово – Чумка та ОТЕЦ – Чумка зі збільшенням пропускної здатності.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Усатово – ОТЕЦ № 1 та ремонту ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово № 1 в максимумі зимових навантажень 2018 року (Рис. Д-2. 25)** виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Усатово – ОТЕЦ (104 %), Чумка – Аркадія (126 %) та Застава – Чумка (110 %). Для уникнення перевантажень вказаних ПЛ необхідним є ввімкнення ПЛ 110 кВ Таїрово – ЮЗР № 2 та обмеження навантаження ПС 110 кВ "Таїрово", "Аркадія", "ЮЗР", "Артилерійська", "Чумка", "Ленінська", "ЗРС" на 20 % (Рис. Д-2. 26). Для уникнення необхідності обмеження навантаження в цьому ремонтно-аварійному режимі необхідним є будівництво КЛ 110 кВ Маразліївська – Чумка, КЛ 110 кВ Чумка – Чубаївка – ЮЗР та реконструкція ПЛ 110 кВ Усатово – Чумка та ОТЕЦ – Чумка зі збільшенням пропускної здатності.

**В режимі аварійного відключення ПЛ 110 кВ Чумка – Аркадія та ремонту ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово № 1 в максимумі зимових навантажень 2018 року** мережа Таїровського енерговузла не забезпечується по напрузі. Для підвищення рівнів напруги в мережі необхідним є ввімкнення ПЛ 110 кВ Таїрово – ЮЗР № 2, однак в цьому режимі (Рис. Д-2. 27) спостерігатиметь наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Застава – Таїрово (141 %), що вимагатиме обмеження навантаження ПС 110 кВ "Чорноморка", "ЮЗР", "Таїрово", "Аркадія" на 25 % (Рис. Д-2. 28). Для уникнення необхідності обмеження навантаження в цьому ремонтно-аварійному режимі необхідним є будівництво КЛ 110 кВ Чумка – Чубаївка – ЮЗР.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Усатово – ОТЕЦ № 2 та ремонту ПЛ 110 кВ Усатово – ОТЕЦ № 1 в максимумі зимових навантажень 2018 року (Рис. Д-2. 29)** виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Усатово – Чумка (111 %), та Застава – Чумка (146 %). При обмеженні навантаження ПС 110 кВ



"Таїрово", "Аркадія", "ЮЗР", "Артилерійська", "Чумка", "Ленінська", "ЗРС" на 25 % (Рис. Д-2. 30) завантаження ПЛ 110 кВ Застава – Чумка становить 109 %. Для уникнення необхідності обмеження навантаження в цьому ремонтно-аварійному режимі необхідним є будівництво КЛ 110 кВ Маразліївська – Чумка та реконструкція ПЛ 110 кВ Застава – Чумка зі збільшенням пропускної здатності.

*Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Усатове – Чумка та ремонту ПЛ 110 кВ Усатове – ОТЕЦ № 1 в максимумі зимових навантажень 2018 року (Рис. Д-2. 31) виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Застава – Чумка (131 %), та Усатове – ОТЕЦ № 2 (128 %). Для уникнення перевантажень вказаних ПЛ необхідним обмеження навантаження ПС 110 кВ "Таїрово", "Аркадія", "ЮЗР", "Артилерійська", "Чумка", "Ленінська", "ЗРС", "ОТЕЦ" на 21 % (Рис. Д-2. 32). Для уникнення необхідності обмеження навантаження в цьому ремонтно-аварійному режимі необхідним є будівництво КЛ 110 кВ Маразліївська – Чумка та реконструкція ПЛ 110 кВ Застава – Чумка зі збільшенням пропускної здатності.*

*Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Чумка – Застава та ремонту ПЛ 110 кВ Усатове – ОТЕЦ № 1 в максимумі зимових навантажень 2018 року (Рис. Д-2. 33) виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Чумка – Аркадія (115 %), Усатове – ОТЕЦ № 2 (133 %), Усатове – Чумка (116 %) та ОТЕЦ – Чумка (101 %). Для уникнення перевантажень вказаних ПЛ необхідним обмеження навантаження ПС 110 кВ "Таїрово", "Аркадія", "ЮЗР", "Артилерійська", "Чумка", "Ленінська", "ЗРС", "ОТЕЦ" на 20 % (Рис. Д-2. 34). Для уникнення необхідності обмеження навантаження в цьому ремонтно-аварійному режимі необхідним є будівництво КЛ 110 кВ Маразліївська – Чумка та реконструкція ПЛ 110 кВ Застава – Чумка зі збільшенням пропускної здатності.*

*Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Чумка – Застава та ремонту ПЛ 110 кВ Усатове – Чумка в максимумі зимових навантажень 2018 року (Рис. Д-2. 35) виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Усатове – ОТЕЦ №1, 2 (117 %), та ОТЕЦ – Чумка (202 %). При обмеженні навантаження ПС 110 кВ "Таїрово", "Аркадія", "ЮЗР", "Артилерійська", "Чумка", "Ленінська", "ЗРС", "ОТЕЦ" на 25 % (Рис. Д-2. 36) завантаження ПЛ 110 кВ ОТЕЦ – Чумка становить 145 %. Для уникнення необхідності обмеження навантаження в цьому ремонтно-аварійному режимі необхідним є будівництво КЛ 110 кВ Маразліївська – Чумка та реконструкція ПЛ 110 кВ ОТЕЦ – Чумка зі збільшенням пропускної здатності.*

*Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ ОТЕЦ – Чумка та ремонту ПЛ 110 кВ Усатове – Чумка в максимумі зимових навантажень 2018 року (Рис. Д-2. 37) виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Застава – Чумка (167 %). При обмеженні навантаження ПС 110 кВ "Таїрово", "Аркадія", "ЮЗР", "Артилерійська", "Чумка" на 25 % (Рис. Д-2. 38) завантаження ПЛ 110 кВ Застава – Чумка становить 121 %. Для уникнення необхідності обмеження навантаження в цьому ремонтно-аварійному режимі необхідним є будівництво КЛ 110 кВ Маразліївська – Чумка та реконструкція ПЛ 110 кВ Застава – ЮЗР зі збільшенням пропускної здатності.*





**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Усатове – Застава № 1 та ремонту ПЛ 110 кВ ОТЕЦ – Чумка в максимумі зимових навантажень 2018 року (Рис. Д-2. 39)** виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Усатове – ОТЕЦ №1 (122 %), Усатове – Застава № 2 (125 %), Застава – Чумка (101 %). Для уникнення перевантажень вказаних ПЛ необхідним обмеження навантаження ПС 110 кВ "Таїрово", "Аркадія", "ЮЗР", "Артилерійська", "Чумка", "Ленінська", "ЗРС", "Застава" на 20 % (Рис. Д-2. 40). Для уникнення необхідності обмеження навантаження в цьому ремонтно-аварійному режимі необхідним є будівництво КЛ 110 кВ Маразліївська – Чумка.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Новоодеська – Іллічівськ в максимумі зимових навантажень 2018 року (Рис. Д-2. 41)** виявив наднормативне зниження напруг на ПС 110 кВ "Темп", "Іллічівськ" (95 кВ), що визначає необхідність спорудження переходу через Білгород-Дністровський лиман з утворенням нових ПЛ 110 кВ Овідіополь – МІЗ та Кароліно – МІЗ та ПЛ 110 кВ Новоодеська – Іллічівськ № 2.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Арциз – Я. Яр в максимумі зимових навантажень 2018 року (Рис. Д-2. 42)** виявив наднормативне зниження напруг на ПС 110 кВ "Ч, Яр", "Кілія", "Ізмаїл", "ЦКК", "Утконосівка", "Суворово", "Еталон", (92-94 кВ) та перевантаження ПЛ 110 кВ Болград – Еталон (127, 121 %), що визначає необхідність введення в експлуатацію ПЛ 110 кВ Кілія – Струмок та ПЛ 110 кВ Ізмаїл – Кілія № 2 з утворенням двох кіл Арцизького кільця. Можливим режимним заходом є ввімкнення СВ 110 кВ на ПС 110 кВ "Суворово" (Рис. Д-2. 43). При застосуванні цього режимного заходу рівні напруги знаходяться в гранично допустимих межах (103-108 кВ).

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Болград – Еталон в максимумі зимових навантажень 2018 року (Рис. Д-2. 44)** виявив наднормативне зниження напруг на ПС 110 кВ "Ч, Яр", "Кілія", "Ізмаїл", "ЦКК", "Утконосівка", "Суворово", "Еталон", (69-90 кВ) та перевантаження ПЛ 110 кВ Арциз – Ч. Яр (105 %), ПЛ 110 кВ Ч. Яр – Кілія (104 %), що визначає необхідність введення в експлуатацію ПЛ 110 кВ Кілія – Струмок та ПЛ 110 кВ Ізмаїл – Кілія № 2 з утворенням двох кіл Арцизького кільця. Можливим режимним заходом є ввімкнення СВ 110 кВ на ПС 110 кВ "Суворово" (Рис. Д-2. 45). При застосуванні цього режимного заходу рівні напруги знаходяться в гранично допустимих межах.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Арциз – Михайлівка в максимумі зимових навантажень 2018 року (Рис. Д-2. 46)** виявив наднормативне зниження напруг на ПС 110 кВ "Михайлівка", "Колісне", "Олексіївка" (98-99 кВ), що визначає необхідність спорудження переходу через Білгород-Дністровський лиман з утворенням нових ПЛ 110 кВ Овідіополь – МІЗ та Кароліно – МІЗ.

**Аналіз режиму аварійного відключення АТ-2 та ремонту АТ-1 на ПС 330 кВ "Подільська" в максимумі зимових навантажень 2018 року (Рис. Д-2. 47)** не виявив наднормативних завантажень в мережі. Рівні напруги знаходяться на межі гранично допустимих значень (найнижче значення 103 кВ).



**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Подільська – Сєверна та ремонту ПЛ 110 кВ Вознесенськ – Яструбинове в максимумі зимових навантажень 2018 року (Рис. Д-2. 48)** виявив наднормативне зниження напруг на ПС 110 кВ "Сєверна" (90 кВ), "Ананьїв" (92 кВ), "Троїцьке" (93 кВ), "Ісаєво" (94 кВ), "Амбарово" (95 кВ), "Березівка" (97 кВ) та наднормативне завантаження АТ-2 на ПС 220 кВ "Доброславська" (120 %). Для підвищення рівнів напруги до гранично допустимих значень необхідне обмеження навантаження ПС 110 кВ "Сєверна", "Ананьїв", "Троїцьке" на 10 % та зміна положення анцапф РПН на ПС 220 кВ "Доброславська" (Рис. Д-2. 49), а для уникнення перевантаження АТ-2 на ПС 220 кВ "Доброславська" виконати переведення живлення транзитів 35 кВ від ПС 220 кВ "Доброславська" на ПС 110 кВ "Куліндорове" (РФ "Одеська залізниця"). Для підвищення рівнів напруги в цьому ремонтно-аварійному режимі можливим також є встановлення БСК на шинах 10 кВ ПС 110 кВ "Сєверна" орієнтовною потужністю 10 МВА. Доцільність встановлення БСК обґрунтовано в розділі 9.5 Плану розвитку.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Подільська – Сєверна та ремонту ПЛ 110 кВ МДРЕС – Роздільна в максимумі зимових навантажень 2018 року (Рис. Д-2. 50)** виявив наднормативне зниження напруг на ПС 110 кВ "Роздільна" (97 кВ), "Цебриково" (96 кВ). Для підвищення рівнів напруги в цьому режимі необхідно змінити положення анцапф РПН на ПС 220 кВ "Доброславська" (Рис. Д-2. 51).

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Молдавська ДРЕС – Роздільна в максимумі зимових навантажень 2018 року (Рис. Д-2. 52)** виявив граничне зниження напруг на ПС 110 кВ "Цебриково" (99 кВ), що визначає необхідність встановлення засобів компенсації реактивної потужності в разі приєднання нових споживачів.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Подільська – Сєверна в максимумі зимових навантажень 2018 року (Рис. Д-2. 53)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в допустимих межах.



## Висновки

Аналіз режимів роботи мережі Одеської області виявив наступні вузькі місця в мережі.

Зниження напруг в аварійних режимах в Південно-Західній частині Одеської області, що пов'язано зі слабкою прив'язкою вузла по мережі 110-330 кВ. Згідно "Плану розвитку системи передачі на 2020-2029 роки" в 2022 році планується завершення будівництва ПЛ 330 кВ Новоодеська – Арциз з заміною двох АТ на ПС 330 кВ "Арциз". Крім того, спорудження переходу через Білгоро-Дністровський лиман також позитивно впливатиме на рівні напруги в Південно-Західній частині Одеської області. Перевантаження АТ на ПС 330 кВ "Новоодеська" в аварійних режимах пов'язано зі значним навантаженням району Таїрове в м. Одеса. Спорудження переходу через Білгород-Дністровський лиман дозволить дещо розвантажити ПС 330 кВ "Новоодеська".

Перевантаження АТ на ПС 330 кВ "Усатове" пов'язано зі значним навантаженням споживачів м. Одеса (ПС 330 кВ "Усатове" є основною живлячою підстанцією м. Одеса). Переведення ПС 220 кВ "Центроліт" на клас напруги 330 кВ, що передбачено "Планом розвитку системи передачі на 2020-2029 роки" в 2022 році дещо розвантажить ПС 330 кВ "Усатове".

Перевантаження АТ на ПС 220 кВ "Центроліт" та АТ на ПС 330 кВ "Аджалик" пов'язане зі значним навантаженням промислових та портових зон в районі м. Южне. Зважаючи на значний розвиток морських портів в Україні, необхідним є якнайшвидше проведення заходів, що передбачені "Планом розвитку системи передачі на 2020-2029 роки", а саме – заміна АТ на ПС 330 кВ "Аджалик" на АТ потужністю 200 МВА кожен (2021 рік) та переведення ПС 220 кВ "Центроліт" а клас напруги 330 кВ (2022 рік).

Значна густина навантаження в м. Одеса є причиною перевантаження ПЛ 110 кВ Аркадія – Чумка, Одеська ТЕЦ – Чумка, Усатове – Чумка, Застава – Чумка в аварійних та ремонтно-аварійних режимах роботи мережі. Для уникнення понаднормативних завантажень ПЛ в нормальних та ремонтно-аварійних режимах Планом розвитку передбачено комплекс заходів з розвитку мережі 110 кВ, а саме:

- будівництво КЛ 110 кВ Маразліївська – Чумка;
- будівництво КЛ 110 кВ Чумка – Чубаївка – ЮЗР;
- реконструкція ПЛ 110 кВ Застава – ЮЗР зі збільшенням пропускної здатності;
- реконструкція ПЛ 110 кВ Таїрово – Аркадія зі збільшенням пропускної здатності;
- реконструкція ПЛ 110 кВ ОТЕЦ – Чумка зі збільшенням пропускної здатності;
- реконструкція ПЛ 110 кВ Усатове – Чумка зі збільшенням пропускної здатності;
- реконструкція ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово № 1,2 зі збільшенням пропускної здатності.

Також в деяких режимах спостерігається наднормативне зниження напруги на ПС 110 кВ "Таїрово", "Чорноморка", "Аркадія". Враховуючи значний розвиток цих районів, необхідним є збільшення пропускної здатності дволанцюгової ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово та спорудження ПС 110 кВ "Червоний Хутір" з посиленням прив'язки ПС 110 кВ "Таїрово" по мережі 110 кВ.

Через значну довжину транзиту 110 кВ Канал – Овідіополь – Кароліно – Темп – Іллічівськ – Новоодеська спостерігається зниження напруг на ПС 110 кВ "Іллічівськ", "Темп", "Кароліно" в режимі відключення ПЛ 110 кВ Новоодеська – Іллічівськ. Для



забезпечення розвитку Іллічівського морського порту та підключення вітрових електростанцій в Овідіопольському районі, необхідним є спорудження переходу через Білгород-Дністровський лиман з утворенням ПЛ 110 кВ Овідіополь – МІЗ та Кароліно – МІЗ.

В режимах відключення ПЛ 110 кВ Арциз – Ч. Яр або ПЛ 110 кВ Болград – Еталон спостерігається значне зниження напруг в Ізмаїльському енерговузлі. Наразі підвищення рівнів напруг можливе з застосуванням режимних заходів. Для підвищення надійності живлення споживачів Ізмаїльського енерговузла передбачено введення в експлуатацію ПЛ 110 кВ Струмок – Кілія та ПЛ 110 кВ Ізмаїл – Кілія № 2. Таким чином будуть утворені два кола 110 кВ:

- Арциз-330 – Залізничне – Болград (II с.ш.) – Суворово – Утконосівка – Ізмаїл (II с.ш.) – Кілія (I с.ш.) – Струмок – Арциз-110 – Арциз-330;
- Арциз-330 – Болград (I с.ш.) – Еталон – Ізмаїл (I с.ш.) – Кілія (II с.ш.) – Червоний Яр – Арциз-330.

Спорудження переходу через Білгород-Дністровський лиман також забезпечить нормативно допустимі рівні напруг на ПС 110 кВ "Михайлівка", "Колісне" в режимі відключення ПЛ 110 кВ Арциз – Михайлівка.

Значна довжина транзиту 110 кВ Доброславська – Сербка – Чапаївська – Роздільна – Цебрикове та транзиту Доброславська – Донська – Березівка – Ісаєво – Троїцьке – Ананьїв – Сєверна – Подільська є причиною понаднормативного зниження напруги на ПС 110 кВ "Роздільна", "Цебриково", "Ананьїв", "Троїцьке", "Ісаєво", "Амбарово", "Березівка", "Сєверна" в ремонтно-аварійних режимах роботи мережі. Для підвищення рівнів напруги в ремонтно-аварійних режимах необхідна зміна положень відгалуджень РПН на ПС 220 кВ "Доброславська" та незначне обмеження (переведення) навантаження. Зважаючи на можливість вирішення проблеми зниження напруги в режимах "N-2" режимними заходами необхідність у встановленні БСК на ПС 110 кВ "Сєверна" та ПС 110 кВ "Роздільна" відсутня.





#### **9.4. Аналіз поточкорозподілу та рівнів напруг в електричних мережах в денному зниженні літніх навантажень 2020 року**

При аналізі режимів для денного зниження літніх навантажень 2020 року було враховано існуючі, ті, що отримали ТУ та ті, що подали заявки на ТУ об'єкти ВДЕ з метою оцінки впливу генерації на мережу АТ "Одесаобленерго".

Оскільки ремонтна компанія має проводитись в літній час, для режимів денного зниження літніх навантажень були також розраховані ремонтно-аварійні режими роботи мережі.

*Аналіз нормального режиму роботи мережі в денному зниженні літніх навантажень 2020 року (Рис. Д-2. 54) не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.*

*Аналіз режиму збігу аварійного відключення ПЛ 330 кВ Молдавська ДРЕС – Арциз та ремонту ПЛ 400 кВ Молдавська ДРЕС – Вулканешти в денному зниженні літніх навантажень 2020 року (Рис. Д-2. 55) не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.*

*Аналіз режиму збігу аварійного відключення ПЛ 330 кВ Молдавська ДРЕС – Арциз та ремонту ПЛ 330 кВ Молдавська ДРЕС – Новоодеська в денному зниженні літніх навантажень 2020 року (Рис. Д-2. 56) не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.*

*Аналіз режиму збігу аварійного відключення ПЛ 330 кВ Аджалик – ЮУАЕС та ремонту ПЛ 330 кВ Аджалик – Трихати в денному зниженні літніх навантажень 2020 року (Рис. Д-2. 57) не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.*

*Аналіз режиму збігу аварійного відключення ПЛ 330 кВ Молдавська ДРЕС – Усатове та ремонту ПЛ 330 кВ Молдавська ДРЕС – Новоодеська в денному зниженні літніх навантажень 2020 року (Рис. Д-2. 58) не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.*

*Аналіз режиму збігу аварійного відключення АТ-1 та ремонту АТ-2 на ПС 330 кВ "Подільська" в денному зниженні літніх навантажень 2020 року (Рис. Д-2. 59) не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.*

*Аналіз режиму збігу аварійного відключення ПЛ 330 кВ Молдавська ДРЕС – Арциз та ремонту ПЛ 110 кВ Старокозаче – Молдавська ДРЕС в денному зниженні літніх навантажень 2020 року (Рис. Д-2. 60) виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Старокозаче – Канал (101 %). Для уникнення перевантаження цієї ПЛ необхідним є обмеження генерації наступних об'єктів ВДЕ на 5 % (Рис. Д-2. 61):*

- ВЕС 40 МВт (І черга) ТОВ "Дністровська ВЕС";
- СЕС 9,8 МВт ТОВ "Одеса Грін Енерджи";
- СЕС 8 МВт ТОВ "Азімут Захід";
- СЕС 8 МВт ТОВ "Татарбунари-Солар 2";



- СЕС 15 МВт ТОВ "Василівка-Солар";
- СЕС 8 МВт ТОВ "Кубей-Солар".

*Аналіз режиму збігу аварійного відключення ПЛ 330 кВ Молдавська ДРЕС – Арциз та ремонту ПЛ 110 кВ Старокозаче – Канал в денному зниженні літніх навантажень 2020 року (Рис. Д-2. 62) не виявив понаднормативних завантажень ПЛ та трансформаторів. Рівні напруги знаходяться в межах норми.*

*Аналіз режиму збігу аварійного відключення ПЛ 110 кВ Новоодеська – Канал та ремонту ПЛ 110 кВ Новоодеська – Іллічівськ в денному зниженні літніх навантажень 2020 року (Рис. Д-2. 63) виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Канал – Біляївка (106 %) та ПЛ 110 кВ Овідіополь – Канал (106 %). Для уникнення перевантаження цієї ПЛ необхідним є обмеження генерації наступних об'єктів ВДЕ на 10 % (Рис. Д-2. 64):*

- ВЕС 32,4 МВт ТОВ "Овід Вінд-1";
- ВЕС 57,6 МВт ТОВ "Овід Вінд-2";
- СЕС 6,27 МВт ТОВ "КТД-Солар";
- ТЕС 20 МВт ТОВ "Українська Чорноморська індустрія".

*Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 330 кВ Молдавська ДРЕС – Арциз в денному зниженні літніх навантажень 2020 року (Рис. Д-2. 65) не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.*

*Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Молдавська ДРЕС – Старокозаче в денному зниженні літніх навантажень 2020 року (Рис. Д-2. 66) не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.*

*Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Канал – Новоодеська в денному зниженні літніх навантажень 2020 року (Рис. Д-2. 67) не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.*

*Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Канал – Біляївка в денному зниженні літніх навантажень 2020 року (Рис. Д-2. 68) не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.*

*Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Арциз – Ч. Яр в денному зниженні літніх навантажень 2020 року (Рис. Д-2. 69) виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Ізмаїл – Еталон (119 %), Еталон – Болград (101 %). Причиною перевантаження є надлишок генерації ВДЕ в Ізмаїльському енерговузлі. Можливим режимним заходом є замикання СВ 110 кВ на ПС 110 кВ "Суворово" (Рис. Д-2. 70). При застосуванні режимного заходу жодних перевантажень в мережі не спостерігається.*



**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Одеська ТЕЦ – Чумка в денному зниженні літніх навантажень 2020 року (Рис. Д-2. 71)** виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Застава – Чумка (102 %), що визначає необхідність реконструкції ПЛ зі збільшенням пропускної здатності.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Усадове – Чумка в денному зниженні літніх навантажень 2020 року (Рис. Д-2. 72)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово № 2 в денному зниженні літніх навантажень 2020 року (Рис. Д-2. 73)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Усадове – ОТЕЦ № 1 в денному зниженні літніх навантажень 2020 року (Рис. Д-2. 74)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Застава – Чумка в максимумі денному зниженні літніх 2020 року (Рис. Д-2. 75)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово № 2 та ремонту ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово № 1 в денному зниженні літніх навантажень 2020 року (Рис. Д-2. 76)** виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Застава – Чумка (110 %) та Чумка – Аркадія (116 %). Для уникнення перевантажень вказаних ПЛ необхідним є ввімкнення ПЛ 110 кВ Таїрово – ЮЗР № 2 та обмеження навантаження ПС 110 кВ "Таїрово", Аркадія, ЮЗР, Артилерійська, Чумка на 15 % (Рис. Д-2. 77) (згідно п. 10.14 "Норм технологічного проектування енегетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище" для забезпечення виконання критерію "N-1" для ремонтних схем мережі допустиме за рахунок обмеження навантаження підстанцій енерговузла. Величина обмеження навантаження не повинна перевищувати 25 %). Для уникнення необхідності обмеження навантаження в цьому ремонтно-аварійному режимі необхідним є будівництво КЛ 110 кВ Маразліївська – Чумка та реконструкція ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово і Застава – Чумка зі збільшенням пропускної здатності.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Усадове – Чумка та ремонту ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово № 1 в денному зниженні літніх навантажень 2020 року (Рис. Д-2. 78)** виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Застава – Чумка (111 %). При обмеженні навантаження ПС 110 кВ "Чорноморка", "Таїрово", "ЮЗР", "Аркадія", "Артилерійська", "Чумка", "Ленінська", "ЗРС" на 10 % завантаженість ПЛ 110 кВ Чумка – Аркадія становитиме 99 % (Рис. Д-2. 79). Для уникнення необхідності обмеження навантаження в цьому ремонтно-аварійному режимі необхідним є будівництво КЛ 110 кВ Маразліївська – Чумка та реконструкція ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово, ОТЕЦ – Чумка і Застава – Чумка зі збільшенням пропускної здатності.



**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Чумка – Застава та ремонту ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово № 1 в денному зниженні літніх навантажень 2020 року (Рис. Д-2. 80)** виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Усатове – Чумка (109 %), ОТЕЦ – Чумка (106 %) та Чумка – Аркадія (106 %). Для уникнення перевантажень вказаних ПЛ необхідним є обмеження навантаження ПС 110 кВ "Таїрово", Аркадія, ЮЗР, Артилерійська, Чумка, "Ленінська", "ЗРС" на 10 % (Рис. Д-2. 81). Для уникнення необхідності обмеження навантаження в цьому ремонтно-аварійному режимі необхідним є будівництво КЛ 110 кВ Маразліївська – Чумка та реконструкція ПЛ 110 кВ Усатове – Чумка та ОТЕЦ – Чумка зі збільшенням пропускної здатності.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ ОТЕЦ – Чумка та ремонту ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово № 1 в денному зниженні літніх навантажень 2020 року (Рис. Д-2. 82)** виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Застава – Чумка (123 %). Для уникнення перевантажень вказаних ПЛ необхідним є обмеження навантаження ПС 110 кВ "Таїрово", "ЮЗР", "Аркадія", "Артилерійська", "Чумка", "Ленінська", "ЗРС" на 18 % (Рис. Д-2. 83). Для уникнення необхідності обмеження навантаження в цьому ремонтно-аварійному режимі необхідним є будівництво КЛ 110 кВ Маразліївська – Чумка, КЛ 110 кВ Чумка – Чубаївка – ЮЗР та реконструкція ПЛ 110 кВ Усатове – Чумка та ОТЕЦ – Чумка зі збільшенням пропускної здатності.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Усатове – ОТЕЦ № 1 та ремонту ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово № 1 в денному зниженні літніх навантажень 2020 року (Рис. Д-2. 84)** виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Усатове – ОТЕЦ № 2 (106 %). Для уникнення перевантажень вказаних ПЛ необхідним обмеження навантаження ПС 110 кВ "Таїрово", "Аркадія", "ЮЗР", "Артилерійська", "Чумка", "Ленінська", "ЗРС", "ОТЕЦ" на 8 % (Рис. Д-2. 85). Для уникнення необхідності обмеження навантаження в цьому ремонтно-аварійному режимі необхідним є будівництво КЛ 110 кВ Маразліївська – Чумка, КЛ 110 кВ Чумка – Чубаївка – ЮЗР та реконструкція ПЛ 110 кВ Усатове – Чумка та ОТЕЦ – Чумка зі збільшенням пропускної здатності.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Чумка – Аркадія та ремонту ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово № 1 в денному зниженні літніх навантажень 2020 року (Рис. Д-2. 86)** виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово № 2 (115 %). Для уникнення перевантажень ПЛ необхідним обмеження навантаження ПС 110 кВ "Чорноморка", "Таїрово", "Аркадія", "ЮЗР" на 12 % (Рис. Д-2. 87). Для уникнення необхідності обмеження навантаження в цьому ремонтно-аварійному режимі необхідним є будівництво КЛ 110 кВ Маразліївська – Чумка, КЛ 110 кВ Чумка – Чубаївка – ЮЗР та реконструкція ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово № 1,2 зі збільшенням пропускної здатності.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Усатове – ОТЕЦ № 2 та ремонту ПЛ 110 кВ Усатове – ОТЕЦ № 1 в денному зниженні літніх навантажень 2020 року (Рис. Д-2. 88)** виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Усатове – Чумка (106 %), та Застава – Чумка (134 %). При обмеженні навантаження ПС 110 кВ "Таїрово", "Аркадія", "ЮЗР", "Артилерійська", "Чумка", "Ленінська", "ЗРС" на 25 % (Рис. Д-2. 89) завантаження ПЛ 110 кВ Застава – Чумка





становить 102 %. Для уникнення необхідності обмеження навантаження в цьому ремонтно-аварійному режимі необхідним є будівництво КЛ 110 кВ Маразліївська – Чумка та реконструкція ПЛ 110 кВ Застава – Чумка зі збільшенням пропускної здатності.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Усатове – Чумка та ремонту ПЛ 110 кВ Усатове – ОТЕЦ № 1 в денному зниженні літніх навантажень 2020 року (Рис. Д-2. 90)** виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Застава – Чумка (113 %), та Усатове – ОТЕЦ № 2 (131 %). Для уникнення перевантажень вказаних ПЛ необхідним обмеження навантаження ПС 110 кВ "Таїрово", "Аркадія", "ЮЗР", "Артилерійська", "Чумка", "Ленінська", "ЗРС", "ОТЕЦ" на 22 % (Рис. Д-2. 91). Для уникнення необхідності обмеження навантаження в цьому ремонтно-аварійному режимі необхідним є будівництво КЛ 110 кВ Маразліївська – Чумка.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Чумка – Застава та ремонту ПЛ 110 кВ Усатове – ОТЕЦ № 1 в денному зниженні літніх навантажень 2020 року (Рис. Д-2. 92)** виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Усатове – ОТЕЦ № 2 (127 %) та ПЛ 110 кВ Усатове – Чумка (102 %). Для уникнення перевантажень ПЛ необхідним обмеження навантаження ПС 110 кВ "Таїрово", "Аркадія", "ЮЗР", "Артилерійська", "Чумка", "Ленінська", "ЗРС", "ОТЕЦ" на 20 % (Рис. Д-2. 93). Для уникнення необхідності обмеження навантаження в цьому ремонтно-аварійному режимі необхідним є будівництво КЛ 110 кВ Маразліївська – Чумка та реконструкція ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово № 1,2 зі збільшенням пропускної здатності.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Чумка – Застава та ремонту ПЛ 110 кВ Усатове – Чумка в денному зниженні літніх навантажень 2020 року (Рис. Д-2. 94)** виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Усатове – ОТЕЦ №1, 2 (108 %), та ОТЕЦ – Чумка (157 %). При обмеженні навантаження ПС 110 кВ "Таїрово", "Аркадія", "ЮЗР", "Артилерійська", "Чумка", "Ленінська", "ЗРС", "ОТЕЦ" на 25 % (Рис. Д-2. 95) завантаження ПЛ 110 кВ ОТЕЦ – Чумка становить 109 %. Для уникнення необхідності обмеження навантаження в цьому ремонтно-аварійному режимі необхідним є будівництво КЛ 110 кВ Маразліївська – Чумка та реконструкція ПЛ 110 кВ ОТЕЦ – Чумка зі збільшенням пропускної здатності.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ ОТЕЦ – Чумка та ремонту ПЛ 110 кВ Усатове – Чумка в денному зниженні літніх навантажень 2020 року (Рис. Д-2. 96)** виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Застава – Чумка (131 %). Для уникнення перевантажень ПЛ необхідним обмеження навантаження ПС 110 кВ "Таїрово", "Аркадія", "ЮЗР", "Артилерійська", "Чумка" на 20 % (Рис. Д-2. 97). Для уникнення необхідності обмеження навантаження в цьому ремонтно-аварійному режимі необхідним є будівництво КЛ 110 кВ Маразліївська – Чумка та реконструкція ПЛ 110 кВ Застава – ЮЗР зі збільшенням пропускної здатності.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Усатове – Застава № 1 та ремонту ПЛ 110 кВ ОТЕЦ – Чумка в денному зниженні літніх навантажень 2020 року (Рис. Д-2. 98)** виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Усатове – Застава № 2 (104 %) та ПЛ 110 кВ Усатове – Чумка (101 %). Для уникнення перевантажень вказаних ПЛ необхідним обмеження навантаження ПС 110 кВ "Таїрово", "Аркадія",



"ЮЗР", "Артилерійська", "Чумка", "Ленінська", "ЗРС", "Застава" на 5 % (Рис. Д-2. 99). Для уникнення необхідності обмеження навантаження в цьому ремонтно-аварійному режимі необхідним є будівництво КЛ 110 кВ Маразліївська – Чумка.

*Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Подільська – Сєверна та ремонту ПЛ 110 кВ Вознесенськ – Яструбинове в денному зниженні літніх навантажень 2020 року (Рис. Д-2. 100)* не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

*Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Подільська – Сєверна та ремонту ПЛ 110 кВ МДРЕС – Роздільна в денному зниженні літніх навантажень 2020 року (Рис. Д-2. 101)* не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

*Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Молдавська ДРЕС – Роздільна в денному зниженні літніх навантажень 2020 року (Рис. Д-2. 102)* не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

*Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Подільська – Сєверна в денному зниженні літніх навантажень 2020 року (Рис. Д-2. 103)* не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

## **Висновки**

Аналіз режимів роботи мережі Одеської області в денному зниженні літніх навантажень 2020 року виявив наступні вузькі місця в мережі.

Наднормативні завантаження ПЛ 110 кВ Болград – Вулканешти, Старокозаче – МДРЕС, Канал – Строкозаче та Канал – Новоодеська в ремонтно-аварійних режимах роботи мережі 110-400 кВ, що пов'язані з надлишком генерації ВДЕ в Південно-західній частині Одеської області. Для уникнення перевантажень в ремонтно-аварійних режимах допускається обмеження генерації ВДЕ в енерговузлі.

Значна густина навантаження в м. Одеса є причиною перевантаження ПЛ 110 кВ Аркадія – Чумка, Одеська ТЕЦ – Чумка, Усатове – Чумка, Застава – Чумка в аварійних та ремонтно-аварійних режимах роботи мережі. Для уникнення понаднормативних завантажень ПЛ в нормальних та ремонтно-аварійних режимах Планом розвитку передбачено комплекс заходів з розвитку мережі 110 кВ, а саме:

- будівництво КЛ 110 кВ Маразліївська – Чумка;
- будівництво КЛ 110 кВ Чумка – Чубаївка – ЮЗР;
- реконструкція ПЛ 110 кВ Застава – ЮЗР зі збільшенням пропускної здатності;
- реконструкція ПЛ 110 кВ Таїрово – Аркадія зі збільшенням пропускної здатності;
- реконструкція ПЛ 110 кВ ОТЕЦ – Чумка зі збільшенням пропускної здатності;
- реконструкція ПЛ 110 кВ Усатове – Чумка зі збільшенням пропускної здатності;
- реконструкція ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово № 1,2 зі збільшенням пропускної здатності.



Також виявлено наднормативні завантаження ПЛ 110 кВ Ізмаїл – Еталон та Еталон – Болград в режимі аварійного відключення ПЛ 110 кВ Арциз – Ч. Яр, що пов'язано з надлишком генерації ВДЕ в Ізмаїльському енерговузлі. Зазначені перевантаження усуваються замиканням СВ 110 кВ на ПС 110 кВ "Суворово". Для підвищення надійності живлення споживачів Ізмаїльського енерговузла передбачено введення в експлуатацію ПЛ 110 кВ Струмок – Кілія та ПЛ 110 кВ Ізмаїл – Кілія № 2. Таким чином будуть утворені два кола 110 кВ:

- Арциз-330 – Залізничне – Болград (II с.ш.) – Суворово – Утконосівка – Ізмаїл (II с.ш.) – Кілія (I с.ш.) – Струмок – Арциз-110 – Арциз-330;
- Арциз-330 – Болград (I с.ш.) – Еталон – Ізмаїл (I с.ш.) – Кілія (II с.ш.) – Червоний Яр – Арциз-330.

Значна густина навантаження в м. Одеса є причиною перевантаження ПЛ 110 кВ Застава – Чумка в аварійних режимах відключення ліній 110 кВ. Шляхом вирішення цієї проблеми є реконструкція ПЛ зі збільшенням пропускної здатності.



## **9.5. Аналіз поточкорозподілу та рівнів напруг в електричних мережах в максимумі зимових навантажень 2024 року**

При аналізі режимів роботи мережі було враховано все електромережеве будівництво, що передбачено "Планом розвитку системи передачі на 2020-2029 роки", а саме:

- заміна двох автотрансформаторів 330/110 кВ потужністю 125 МВА кожен на автотрансформатори потужністю 200 МВА кожен на ПС 330 кВ "Аджалик" та реконструкція ВРП 110 кВ з переходом до схеми 110-7 (2018-2021 рр);
- будівництво ПС 750 кВ "Приморська" з заходами ПЛ 330 кВ на ПС 330 кВ "Молдавська ДРЕС", ПС 330 кВ "Арциз", ПС 330 кВ "Подільська", ПС 330 кВ "Усатове", ПС 330 кВ "Аджалик" та ПЛ 750 кВ ЮУАЕС – Приморська (2018-2021 рр);
- будівництво ПЛ 750 кВ Приморська – Каховська (2021-2024 рр);
- будівництво ПЛ 330 кВ Новоодеська – Арциз з заміною АТ-2 на ПС 330 кВ "Арциз" на автотрансформатор потужністю 200 МВА (2018-2022 рр);
- реконструкція ПС 220 кВ "Центроліт" із переведенням її на клас напруги 330 кВ із встановленням двох АТ 330/110 кВ потужністю по 200 МВА кожен та прив'язкою її по мережі 330 кВ шляхом спорудження заходів від ПЛ 330 кВ Усатове – Аджалик № 2. ПЛ 220 кВ Доброславська – Центроліт при цьому буде переведена на клас напруги 110 кВ (2018-2022 рр);
- спорудження заходів ПЛ 330 кВ Аджалик – Трихати на ПС 330 кВ "Прогрессивка" (схема видачі потужності СЕС 128 МВт Прогрессивка);
- встановлення статичних компенсаторів потужністю 2×6 МВар на пристанційному вузлі СЕС ПС 110 кВ "Сонячна - Рені" (орієнтовні строки виконання – 2019 рік);
- встановлення статичних компенсаторів потужністю 2×8 МВар на пристанційному вузлі СЕС ПС 110 кВ "Сонячна - Кілія" (орієнтовні строки виконання – 2019 рік);
- реконструкція ПС 330 кВ "Подільська" із заміною АТ-1 і АТ-2 на трансформатори потужністю 200 МВА кожен (2022-2024 рр).

Також враховано всі обсяги реконструкції мереж 110 кВ АТ "Одесаобленерго" до 2024 року, що викладені в цій роботі.

*Аналіз нормального режиму роботи мережі в максимумі зимових навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 104) не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.*

*Аналіз режиму аварійного відключення АТ-1 на ПС 330 кВ "Новоодеська" в максимумі зимових навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 105) не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.*

*Аналіз режиму аварійного відключення АТ-5 на ПС 330 кВ "Усатове" в максимумі зимових навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 106) не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.*

*Аналіз режиму аварійного відключення АТ-1 на ПС 330 кВ "Аджалик" в максимумі зимових навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 107) не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.*





**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 330 кВ Аджалік – Прогресівка в максимумі зимових навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 108)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 330 кВ Аджалік – ЮУАЕС в максимумі зимових навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 109)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 330 кВ Аджалік – Центроліт в максимумі зимових навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 110)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Застава – Чумка в максимумі зимових навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 111)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Аркадія – Чумка в максимумі зимових навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 112)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово № 2 в максимумі зимових навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 113)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Одеська ТЕЦ – Чумка в максимумі зимових навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 114)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Усатове – Чумка в максимумі зимових навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 115)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Усатове – ОТЕЦ № 1 в максимумі зимових навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 116)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово № 2 та ремонту ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово № 1 в максимумі зимових навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 117)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Усатове – Чумка та ремонту ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово № 1 в максимумі зимових навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 118)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.



**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Чумка – Застава та ремонту ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово № 1 в максимумі зимових навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 119)** виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Чумка – Аркадія (117 %). Для уникнення перевантажень ПЛ необхідним обмеження навантаження ПС 110 кВ "Таїрово", "Аркадія", "ЮЗР", "Артилерійська", "Чорноморка" на 15 % (Рис. Д-2. 120). Для уникнення перевантажень ПЛ в наступних розрахункових періодах передбачено будівництво ПС 110 кВ "Червоний Хутір" з прив'язкою по мережі 110 кВ (сполучить ПС 110 кВ "Таїрово" ще одним зв'язком з ПС 330 кВ "Новоодеська" та ПС 330 кВ "Усатово").

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ ОТЕЦ – Чумка та ремонту ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово № 1 в максимумі зимових навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 121)** виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Застава – Чумка (102 %). Для уникнення перевантажень ПЛ необхідним є обмеження навантаження ПС 110 кВ "Чумка", "Чубаївка", ЮЗР, "Артилерійська", "ЮЗР" на 5 % (Рис. Д-2. 122) (згідно п. 10.14 "Норм технологічного проектування енегетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище" для забезпечення виконання критерію "N-1" для ремонтних схем мережі допустиме за рахунок обмеження навантаження підстанцій енерговузла. Величина обмеження навантаження не повинна перевищувати 25 %). Для уникнення перевантажень ПЛ в наступних розрахункових періодах передбачено будівництво ПС 110 кВ "Червоний Хутір" з прив'язкою по мережі 110 кВ (сполучить ПС 110 кВ "Таїрово" ще одним зв'язком з ПС 330 кВ "Новоодеська" та ПС 330 кВ "Усатово").

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Усатове – ОТЕЦ № 1 та ремонту ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово № 1 в максимумі зимових навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 123)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Чумка – Аркадія та ремонту ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово № 1 в максимумі зимових навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 124)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Усатове – ОТЕЦ № 2 та ремонту ПЛ 110 кВ Усатове – ОТЕЦ № 1 в максимумі зимових навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 125)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Усатове – Чумка та ремонту ПЛ 110 кВ Усатове – ОТЕЦ № 1 в максимумі зимових навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 126)** виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Усатове – ОТЕЦ № 2 (128 %). Для уникнення перевантажень ПЛ необхідним обмеження навантаження ПС 110 кВ "Таїрово", "Аркадія", "ЮЗР", "Артилерійська", "Чумка", "Ленінська", "ЗРС", "ОТЕЦ" на 10 % (Рис. Д-2. 127). Для уникнення необхідності обмеження навантаження в цьому ремонтно-аварійному режимі на подальші розрахункові періоди необхідно передбачити реконструкцію ПЛ 110 кВ Усатове – ОТЕЦ № 1,2 зі збільшенням пропускної здатності.



**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Чумка – Застава та ремонту ПЛ 110 кВ Усатове – ОТЕЦ № 1 в максимумі зимових навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 128)** виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Усатове – ОТЕЦ № 2 (107 %). Для уникнення перевантажень ПЛ необхідним обмеження навантаження ПС 110 кВ "Таїрово", "Аркадія", "ЮЗР", "Артилерійська", "Чумка", "Ленінська", "ЗРС", "Чубаївка", "ОТЕЦ" на 5 % (Рис. Д-2. 129).

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Чумка – Застава та ремонту ПЛ 110 кВ Усатове – Чумка в максимумі зимових навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 130)** виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ ОТЕЦ – Чумка (110 %). Для уникнення перевантажень ПЛ необхідним обмеження навантаження ПС 110 кВ "Таїрово", "Аркадія", "ЮЗР", "Артилерійська", "Чумка", "Ленінська", "ЗРС", "Чубаївка" на 10 % (Рис. Д-2. 131).

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ ОТЕЦ – Чумка та ремонту ПЛ 110 кВ Усатове – Чумка в максимумі зимових навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 132)** виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Застава – Чумка (101 %). Для уникнення перевантажень ПЛ необхідним обмеження навантаження ПС 110 кВ "Таїрово", "Аркадія", "ЮЗР", "Артилерійська", "Чумка", "Ленінська", "ЗРС", "Чубаївка", "ОТЕЦ" на 3 % (Рис. Д-2. 133).

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Усатове – Застава № 1 та ремонту ПЛ 110 кВ ОТЕЦ – Чумка в максимумі зимових навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 134)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Новоодеська – Іллічівськ № 1 в максимумі зимових навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 135)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Арциз – Я. Яр в максимумі зимових навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 136)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Болград – Еталон в максимумі зимових навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 137)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Арциз – Михайлівка в максимумі зимових навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 138)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Подільська – Сєверна в максимумі зимових навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 139)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Молдавська ДРЕС – Роздільна в максимумі зимових навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 140)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.



*Аналіз режиму аварійного відключення АТ-2 та ремонту АТ-1 на ПС 330 кВ "Подільська" в максимумі зимових навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 141) не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.*

*Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Подільська – Сєверна та ремонту ПЛ 110 кВ Вознесенськ – Яструбинове в максимумі зимових навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 142) виявив наднормативне завантаження АТ-2 на ПС 220 кВ "Доброславська". Для розвантаження АТ необхідно виконати переведення живлення транзитів 35 кВ від ПС 220 кВ "Доброславська" на ПС 110 кВ "Куліндорове" (РФ "Одеська залізниця"). Рівні напруги на ПС 110 кВ "Сєверна" та ПС 110 кВ "Ананьїв" знаходяться в гранично допустимих межах.*

*Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Подільська – Сєверна та ремонту ПЛ 110 кВ МДРЕС – Роздільна в максимумі зимових навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 143) виявив наднормативне завантаження АТ-2 на ПС 220 кВ "Доброславська". Для розвантаження АТ необхідно виконати переведення живлення транзитів 35 кВ від ПС 220 кВ "Доброславська" на ПС 110 кВ "Куліндорове" (РФ "Одеська залізниця"). Рівні напруги на ПС 110 кВ "Сєверна" та ПС 110 кВ "Ананьїв" знаходяться в гранично допустимих межах.*

## **Висновки**

Аналіз режимів роботи мережі Одеської області в максимумі зимових навантажень 2024 року не виявив вузьких місць в мережі 110-330 кВ.

Переведення ПС 220 кВ "Центроліт" на клас напруги 330 кВ з прив'язкою по мережі 330 кВ дозволяє розвантажити АТ на ПС 330 кВ "Усатове". Заміна АТ на ПС 330 кВ "Аджалик" в комплексі з переводом ПС 220 кВ "Центроліт" на клас напруги 330 кВ дозволяє вивільнити резерв з приєднання навантаження в промисловій зоні м. Одеса та м. Южне.

Спорудження переходу через Білгород-Дністровський лиман та спорудження в Овідіопольському районі ВЕС 32,4 МВт ТОВ "Овід Вінд І", ВЕС 57,6 МВт ТОВ "Овід Вінд ІІ" дозволяє розвантажити АТ на ПС 330 кВ "Новоодеська". Однак у разі відсутності генерації ВЕС та розвитку навантаження м. Одеса проблема з недостатньою трансформаторною потужністю ПС 330 кВ "Новоодеська" залишається актуальною.

Спорудження ПЛ 330 кВ Новоодеська – Арциз та ПЛ 330 кВ Приморська – Арциз (перезаведення ПЛ 330 кВ Молдавська ДРЕС – Арциз на ПС 750 кВ "Приморська") вирішують проблему наднормативних знижень напруги в Південно-Західній частині Одеської області в аварійних режимах. Також введення в експлуатацію ПЛ 110 кВ Ізмаїл – Кілія № 2 та ПЛ 110 кВ Кілія – Струмок з утворенням двох кіл Ізмаїльського кільця сприяють вирішенню проблеми з рівнями напруги в Ізмаїльському енерговузлі та сприяють підключення об'єктів ВДЕ. Спорудження переходу через Білгород-Дністровський лиман з утворенням ПЛ 110 кВ Овідіополь – МІЗ та Кароліно – МІЗ також сприяють підвищенню напруг в Білгород-Дністровському енерговузлі.

Спорудження ПС 110 кВ "Чубаївка", КЛ 110 кВ Маразліївська – Чумка та реконструкція ПЛ 110 кВ Одеська ТЕЦ – Чумка, Усатове – Чумка, Застава – ЮЗР, Таїрово – Аркадія забезпечують вивільнення резерву з підключення навантаження в Таїровському районі м. Одеса та забезпечують надійне живлення існуючих споживачів в режимах "N-1".





Однак в ремонтно-аварійних режимах по мережі 110 кВ виявлено перевантаження ПЛ 110 кВ міського кільця, що пов'язано зі значною густиною навантаження. Для уникнення перевантажень ПЛ в наступних розрахункових періодах передбачено будівництво ПС 110 кВ "Червоний Хутір" з прив'язкою по мережі 110 кВ (сполучить ПС 110 кВ "Гаїрово" ще одним зв'язком з ПС 330 кВ "Новоодеська" та ПС 330 кВ "Усатово").

#### **9.6. Аналіз поточкорозподілу та рівнів напруг в електричних мережах в денному зниженні літніх навантажень 2024 року**

**При аналізі режимів для денного зниження літніх навантажень 2024 року було враховано існуючі, ті, що отримали ТУ та ті, що подали заявки на ТУ об'єкти ВДЕ з метою оцінки впливу генерації на мережу АТ "Одесаобленерго".**

Оскільки ремонтна компанія має проводитись в літній час, для режимів денного зниження літніх навантажень були також розраховані ремонтно-аварійні режими роботи мережі.

*Аналіз нормального режиму роботи мережі в денному зниженні літніх навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 144) не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.*

*Аналіз режиму збігу аварійного відключення ПЛ 330 кВ Арциз – Приморська та ремонту ПЛ 330 кВ Арциз – Новоодеська в денному зниженні літніх навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 145) не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.*

*Аналіз режиму збігу аварійного відключення ПЛ 330 кВ Аджалик – Центроліт та ремонту ПЛ 330 кВ Аджалик – Приморська в денному зниженні літніх навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 146) не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.*

*Аналіз режиму збігу аварійного відключення ПЛ 330 кВ Аджалик – Прогресивка та ремонту ПЛ 330 кВ Аджалик – ЮУАЕС в денному зниженні літніх навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 147) не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.*

*Аналіз режиму збігу аварійного відключення ПЛ 330 кВ Арциз – Приморська та ремонту ПЛ 110 кВ Старокозаче – МДРЕС в денному зниженні літніх навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 148) не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.*

*Аналіз режиму збігу аварійного відключення ПЛ 330 кВ Арциз – Приморська та ремонту ПЛ 110 кВ Старокозаче – Канал в денному зниженні літніх навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 149) не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.*



**Аналіз режиму збігу аварійного відключення ПЛ 110 кВ Новоодеська – Канал та ремонту ПЛ 110 кВ Новоодеська – Іллічівськ в денному зниженні літніх навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 150)** виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Овідіополь Енерджи – Новоодеська (106 %). Для уникнення перевантаження цієї ПЛ необхідним є обмеження генерації наступних об'єктів ВДЕ на 5 % (Рис. Д-2. 151):

- ВЕС 32,4 МВт ТОВ "Ові Вінд-1";
- ВЕС 57,6 МВт ТОВ "Ові Вінд-2";
- СЕС 6,27 МВт ТОВ "КТД-Солар";
- ТЕС 20 МВт ТОВ "Українська Чорноморська індустрія";
- ВЕС 120 МВт ТОВ "Овідіополь Енерджи".

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Усадове – Маразлійська № 1 в денному зниженні літніх навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 152)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Арциз – Ч. Яр в денному зниженні літніх навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 153)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Молдавська ДРЕС – Старокозаче в денному зниженні літніх навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 154)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Канал – Біляївка в денному зниженні літніх навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 155)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Канал – Новоодеська в денному зниженні літніх навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 156)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово № 1 в денному зниженні літніх навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 157)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Усадове – ОТЕЦ № 1 в денному зниженні літніх навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 158)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Застава – Чумка в денному зниженні літніх навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 159)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ ОТЕЦ – Чумка в денному зниженні літніх навантажень 2020 року (Рис. Д-2. 160)** виявив граничне



завантаження (100 %) ПЛ 110 кВ Застава – Чумка. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Усатове – Чумка в денному зниженні літніх навантажень 2020 року (Рис. Д-2. 161)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово № 2 та ремонту ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово № 1 в денному зниженні літніх навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 162)** виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Застава – Чумка (102 %). Для уникнення перевантажень ПЛ необхідним є обмеження навантаження ПС 110 кВ "Чумка", "Чубаївка", ЮЗР, "Артилерійська", "ЮЗР" на 4 % (Рис. Д-2. 163). Для уникнення перевантажень ПЛ в наступних розрахункових періодах передбачено будівництво ПС 110 кВ "Червоний Хутір" з прив'язкою по мережі 110 кВ (сполучить ПС 110 кВ "Таїрово" ще одним зв'язком з ПС 330 кВ "Новоодеська" та ПС 330 кВ "Усатово").

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Усатове – Чумка та ремонту ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово № 1 в денному зниженні літніх навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 164)** виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Застава – Чумка (112 %). Для уникнення перевантажень ПЛ необхідним є обмеження навантаження ПС 110 кВ "Чумка", "Чубаївка", ЮЗР, "Артилерійська", "ЮЗР", "Ленінська", "ЗРС" на 13 % (Рис. Д-2. 165). Для уникнення перевантажень ПЛ в наступних розрахункових періодах передбачено будівництво ПС 110 кВ "Червоний Хутір" з прив'язкою по мережі 110 кВ (сполучить ПС 110 кВ "Таїрово" ще одним зв'язком з ПС 330 кВ "Новоодеська" та ПС 330 кВ "Усатово").

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Чумка – Застава та ремонту ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово № 1 в денному зниженні літніх навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 166)** виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Чумка – Аркадія (117 %). Для уникнення перевантажень ПЛ необхідним є обмеження навантаження ПС 110 кВ "Чумка", "Чубаївка", ЮЗР, "Артилерійська", "ЮЗР" на 15 % (Рис. Д-2. 167). Для уникнення перевантажень ПЛ в наступних розрахункових періодах передбачено будівництво ПС 110 кВ "Червоний Хутір" з прив'язкою по мережі 110 кВ (сполучить ПС 110 кВ "Таїрово" ще одним зв'язком з ПС 330 кВ "Новоодеська" та ПС 330 кВ "Усатово").

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ ОТЕЦ – Чумка та ремонту ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово № 1 в денному зниженні літніх навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 168)** виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Застава – Чумка (114 %). Для уникнення перевантажень ПЛ необхідним є обмеження навантаження ПС 110 кВ "Чумка", "Чубаївка", ЮЗР, "Артилерійська", "ЮЗР" на 15 % (Рис. Д-2. 169). Для уникнення перевантажень ПЛ в наступних розрахункових періодах передбачено будівництво ПС 110 кВ "Червоний Хутір" з прив'язкою по мережі 110 кВ (сполучить ПС 110 кВ "Таїрово" ще одним зв'язком з ПС 330 кВ "Новоодеська" та ПС 330 кВ "Усатово").





**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Усатове – ОТЕЦ № 1 та ремонту ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово № 1 в денному зниженні літніх навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 170)** виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Усатове – ОТЕЦ № 2 (116 %). Для уникнення перевантажень ПЛ необхідним є обмеження навантаження ПС 110 кВ "Чумка", "Чубаївка", ЮЗР, "Артилерійська", "ЮЗР", "ЗРС", "Ленінська", "ОТЕЦ" на 15 % (Рис. Д-2. 171).

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Чумка – Аркадія та ремонту ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово № 1 в денному зниженні літніх навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 172)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Усатове – ОТЕЦ № 2 та ремонту ПЛ 110 кВ Усатове – ОТЕЦ № 1 в денному зниженні літніх навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 173)** виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Застава – Чумка (114 %). Для уникнення перевантажень ПЛ необхідним є обмеження навантаження ПС 110 кВ "Чумка", "Чубаївка", ЮЗР, "Артилерійська", "ЮЗР" на 17 % (Рис. Д-2. 174). Для уникнення перевантажень ПЛ в наступних розрахункових періодах передбачено будівництво ПС 110 кВ "Червоний Хутір" з прив'язкою по мережі 110 кВ (сполучить ПС 110 кВ "Таїрово" ще одним зв'язком з ПС 330 кВ "Новоодеська" та ПС 330 кВ "Усатово").

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Усатове – Чумка та ремонту ПЛ 110 кВ Усатове – ОТЕЦ № 1 в денному зниженні літніх навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 175)** виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Застава – Чумка (104 %) та ПЛ 110 кВ Усатове – ОТЕЦ № 2 (136 %). При обмеженні навантаження ПС 110 кВ "Чумка", "Чубаївка", ЮЗР, "Артилерійська", "ЮЗР", "ЗРС", "Ленінська", "ОТЕЦ" на 25 % (Рис. Д-2. 176) завантаження ПЛ 110 кВ Усатове – ОТЕЦ № 2 становить 104 %. Для уникнення перевантажень ПЛ в наступних розрахункових періодах передбачено будівництво ПС 110 кВ "Червоний Хутір" з прив'язкою по мережі 110 кВ (сполучить ПС 110 кВ "Таїрово" ще одним зв'язком з ПС 330 кВ "Новоодеська" та ПС 330 кВ "Усатово") та реконструкцію ПЛ 110 кВ Усатове – ОТЕЦ зі збільшенням пропускної здатності.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Чумка – Застава та ремонту ПЛ 110 кВ Усатове – ОТЕЦ № 1 в денному зниженні літніх навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 177)** виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Усатове – ОТЕЦ № 2 (129 %). Для уникнення перевантажень ПЛ необхідним є обмеження навантаження ПС 110 кВ "Чумка", "Чубаївка", ЮЗР, "Артилерійська", "ЮЗР", "ЗРС", "Ленінська", "ОТЕЦ" на 25 % (Рис. Д-2. 178).

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Чумка – Застава та ремонту ПЛ 110 кВ Усатове – Чумка в денному зниженні літніх навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 179)** виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ ОТЕЦ – Чумка (117 %). Для уникнення перевантажень ПЛ необхідним є обмеження навантаження ПС 110 кВ "Чумка", "Чубаївка", ЮЗР, "Артилерійська", "ЮЗР", "ЗРС", "Ленінська" на 18 % (Рис. Д-2. 180). Для уникнення перевантажень ПЛ в наступних розрахункових періодах передбачено будівництво ПС 110 кВ "Червоний Хутір" з прив'язкою по мережі 110 кВ



(сполучить ПС 110 кВ "Таїрово" ще одним зв'язком з ПС 330 кВ "Новоодеська" та ПС 330 кВ "Усатово").

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ ОТЕЦ – Чумка та ремонту ПЛ 110 кВ Усатове – Чумка в денному зниженні літніх навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 181)** виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Застава – Чумка (113 %). Для уникнення перевантажень ПЛ необхідним є обмеження навантаження ПС 110 кВ "Чумка", "Чубаївка", ЮЗР, "Артилерійська", "ЮЗР", на 15 % (Рис. Д-2. 182). Для уникнення перевантажень ПЛ в наступних розрахункових періодах передбачено будівництво ПС 110 кВ "Червоний Хутір" з прив'язкою по мережі 110 кВ (сполучить ПС 110 кВ "Таїрово" ще одним зв'язком з ПС 330 кВ "Новоодеська" та ПС 330 кВ "Усатово").

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Усатове – Застава № 1 та ремонту ПЛ 110 кВ ОТЕЦ – Чумка в денному зниженні літніх навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 183)** виявив наднормативне завантаження ПЛ 110 кВ Усатове – Застава № 2 (113 %). Для уникнення перевантажень ПЛ необхідним є обмеження навантаження ПС 110 кВ "Чумка", "Чубаївка", ЮЗР, "Артилерійська", "ЮЗР", "Застава" на 15 % (Рис. Д-2. 184). Для уникнення перевантажень ПЛ в наступних розрахункових періодах передбачено будівництво ПС 110 кВ "Червоний Хутір" з прив'язкою по мережі 110 кВ (сполучить ПС 110 кВ "Таїрово" ще одним зв'язком з ПС 330 кВ "Новоодеська" та ПС 330 кВ "Усатово").

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Подільська – Сєверна в денному зниженні літніх навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 185)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ МДРЕС – Роздільна в денному зниженні літніх навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 186)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

**Аналіз режиму аварійного відключення АТ-2 та ремонту АТ-1 на ПС 330 кВ "Подільська" в денному зниженні літніх навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 187)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Подільська – Сєверна та ремонту ПЛ 110 кВ Вознесенськ – Яструбинове в денному зниженні літніх навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 188)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.

**Аналіз режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ Подільська – Сєверна та ремонту ПЛ 110 кВ МДРЕС – Роздільна в денному зниженні літніх навантажень 2024 року (Рис. Д-2. 189)** не виявив наднормативних завантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах норми.



## **Висновки**

В цілому розвиток мереж 110-330 кВ в Одеській області дозволив вирішити проблеми "вузьких" місць в режимах "N-1" для денного зниження літніх навантажень в 2024 році, в т.ч. "вузьких місць", пов'язаних з підключенням ВДЕ.

Однак в ремонтно-аварійних режимах по мережі 110 кВ виявлено перевантаження ПЛ 110 кВ міського кільця, що пов'язано зі значною густиною навантаження. Для уникнення перевантажень ПЛ в наступних розрахункових періодах передбачено будівництво ПС 110 кВ "Червоний Хутір" з прив'язкою по мережі 110 кВ (сполучить ПС 110 кВ "Таїрово" ще одним зв'язком з ПС 330 кВ "Новоодеська" та ПС 330 кВ "Усатово").



## 10. ІНФОРМАЦІЯ (ФАКТИЧНІ ТА ЗАПЛАНОВАНІ РІВНІ ПОКАЗНИКІВ) ЩОДО ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ (КОМЕРЦІЙНА ЯКІСТЬ ПОСЛУГ, НАДІЙНІСТЬ (БЕЗПЕРЕРВНІСТЬ) ТА ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ) ТА ЗАХОДІВ, НАПРАВЛЕНИХ НА ЇЇ ПІДВИЩЕННЯ

Протягом 2018 року в електричних мережах АТ "Одесаобленерго" сталося дві відмови I категорії, у 2017 році сталася одна відмова I категорії.

За зазначений період сталися 4 відмови II категорії, у 2017 р 2 відмови II категорії.

Загальна кількість відмов в роботі устаткування в 2018 році склала 6 відмов, у 2017 – 3 відмови.

Кількість технологічних порушень цехового обліку в електричних мережах 0,4-110 кВ у порівнянні з 2017 роком зменшилась на 7,5 %, або на 400 випадків і склала 5280 випадки.

Протягом 12 місяців 2018 року технологічні порушення в електричних мережах 6-110 кВ АТ "Одесаобленерго" призвели до загального аварійного недовідпуску електроенергії споживачам 13010,763 тис. кВт×год. (через відмови недовідпуск склав 9452,76 тис. кВт×год.), що на 158 % більше ніж в 2017 р. (5024,876 тис. кВт×год.).

Слід зауважити, що на балансі енергокомпанії знаходиться велика кількість морально та фізично зношеного обладнання, термін експлуатації якого вже скінчився і яке потребує зміни. Але внаслідок недостатнього фінансування та значної кількості такого обладнання, Компанія не в змозі виконати весь обсяг необхідної реконструкції та зміни у відповідні терміни. Це приводить до збільшення кількості технологічних порушень.

**Табл. 13 Надійність роботи електричних мереж**

Показники	2015	2016	2017	2018
Технологічні порушення – всього, в т.ч.:	4030	6874	5678	5280
110 кВ	68	52	93	73
35 кВ	101	181	199	173
6-10 кВ	2147	3616	3075	2961
0,4 кВ	1714	3025	2311	2073
Аварійний недовідпуск електроенергії, тис.кВт.год	3136,9	5499,7	4139,936	3558,003
Відмови I категорії	-	1	1	2
у тому числі з вини персоналу	-	-	-	-
Відмови 2 категорії	3	2	2	4
у тому числі з вини персоналу	3	2	1	3
Аварійний недовідпуск електроенергії, (через відмови 1 та 2 категорії) тис.кВт×год	27,6	566,73	884,94	9452,76

Показники надійності за 2016-2019 роки наведені в **Табл. 14**.



**Табл. 14. Показники надійності за 2016-2019 роки**

Показник	2016	2017	2018	Базовий індекс	2019
SAIDI для міської території	1332	1196	1037	<b>1188</b>	1059
SAIDI для сільської території	1953	1800	1362	<b>1700</b>	1525
SAIDI мережі 110 кВ	70,46	8,46	12,56	<b>30,5</b>	24,43
SAIDI мережі 27,5-35 кВ	81,15	88,99	55,83	<b>75,32</b>	60,33
SAIDI мережі 6-20 кВ	1395,31	1269,49	1052,91	<b>1239,23</b>	992,71
SAIDI мережі 0,4 кВ	157,58	141,12	99,71	<b>132,8</b>	106,38
SAIFI (загалом)	17,21	16,10	13,76	<b>15,7</b>	12,7
MAIFI (загалом)	1,299	1,509	1,169	<b>1,32</b>	1,05
ENS (загалом)	15684,7	13430,2	11650,6	<b>13588,5</b>	10885,3

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

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

До основних заходів, що дозволять підвищити надійність та якість електропостачання та які заплановано АТ "Одесаобленерго" для реалізації належать:

- Заміна морально застарілого обладнання на підстанціях, в першу чергу – ВД/КЗ;
- Заміна трансформаторів на підстанціях, де величина навантаження призводить до перевантаження трансформатора при відключенні другого;
- Зменшення довжини мереж 0,4-10-35 кВ шляхом будівництва нових мереж та центрів живлення;
- Реконструкція мереж 110 кВ зі збільшенням пропускної здатності;
- Встановлення реклоузерів в мережах;
- Реконструкція мереж 0,4-10 кВ з заміною морально та фізично застарілого обладнання;
- Встановлення пристроїв фіксації/аналізу показників якості електричної енергії.

Реалізація зазначених заходів дозволить збільшити показники надійності роботи електричних мереж та зменшити аварійні недовідпуски електроенергії.



Планові прогностні показники SAIDI на 2020-2024 роки наведені в Табл. 16.

**Табл. 15. Прогностні показники SAIDI та SAIFI**

Показник	2020	2021	2022	2023	2024
SAIDI, хв	1283.3	1283.3	1119.3	988.4	857.6
SAIDI мережі 110 кВ	26.44	26.44	23.05	20,36	17.66
SAIDI мережі 35 кВ	65.4	65.4	57.04	50,36	43.70
SAIDI мережі 6-10 кВ	1076	1076	938.53	828.77	719.09
SAIDI мережі 0,4 кВ	115.3	115.3	100.57	88.81	77.05
SAIFI	14.5	14.1	13.2	12.4	11.7
MAIFI	1.142	1.142	0.996	0.879	0.763
ENS	11799	11799	10291.3	9087.74	7885.11

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

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

До основних заходів, що дозволять підвищити надійність та якість електропостачання та які заплановано АТ "Одесаобленерго" для реалізації належать:

- Заміна морально застарілого обладнання на підстанціях, в першу чергу – ВД/КЗ;
- Заміна трансформаторів на підстанціях, де величина навантаження призводить до перевантаження трансформатора при відключенні другого;
- Зменшення довжини мереж 0,4-10-35 кВ шляхом будівництва нових мереж та центрів живлення;
- Реконструкція мереж 110 кВ зі збільшенням пропускної здатності;
- Встановлення реклоузерів в мережах;
- Реконструкція мереж 0,4-10 кВ з заміною морально та фізично застарілого обладнання;
- Встановлення пристроїв фіксації/аналізу показників якості електричної енергії.

Реалізація зазначених заходів дозволить збільшити показники надійності роботи електричних мереж та зменшити аварійні недовідпуски електроенергії.

Планові прогностні показники SAIDI на 2020-2024 роки наведені в Табл. 16.

**Табл. 16. Прогностні показники SAIDI та SAIFI**

Показник	2020	2021	2022	2023	2024
SAIDI, хв	1283.3	1283.3	1119.3	988.4	857.6
SAIFI	14.5	14.1	13.2	12.4	11.7

Звітна інформація щодо показників комерційної якості надання послуг наведена в Табл. 17.





Табл. 17. Комерційна якість послуг АТ "Одесаобленерго"

Тип послуги	Загальна кількість звернень	Кількість наданих послуг	Кількість ненаданих послуг	Строк виконання послуги визначений законодавством	Середній строк надання послуги	Кількість послуг, час виконання яких перевищив установлені строки	Відсоток послуг, час виконання яких перевищив установлені терміни
<b>2018 рік</b>							
<b>Приєднання до мереж системи розподілу:</b>	452	452	0		0.35		
видача технічних умов на приєднання разом з проектом договору про приєднання:	284	284	0		0.38		
стандартне приєднання (пункт 4.5.5*)	283	283	0	10 роб. днів	0.37	1	0.35%
нестандартне приєднання (без необхідності погодження ТУ з ОСП) (пункт 4.5.6*)	0			10 роб. днів			
нестандартне приєднання (з необхідністю погодження ТУ з ОСП) (пункт 4.5.6*)	1	1	0	20 роб. днів	3.00		
подання робочої напруги для проведення випробувань електрообладнання(пункт 4.7.6*)	55	55	0		0.18		
не потребує припинення електропостачання інших Користувачів	55	55	0	5 роб. днів	0.18		
потребує припинення електропостачання інших Користувачів	0			10 роб. днів			
підключення електроустановок Замовника до електричної мережі (пункт 4.8.4*)	113	113	0		0.37		
не потребує припинення електропостачання інших Користувачів	113	113	0	5 роб. днів	0.37		
потребує припинення електропостачання інших Користувачів	0			10 роб. днів			
<b>Видача:</b>	377	370	7		0.20		
паперового примірника укладеного договору про надання послуг з розподілу (пункт 2.1.4**)	279	272	7	3 роб. дні	0.24		
підписаного ОСР паспорту точки розподілу (пункт 2.1.4**)	98	98	0	10 роб. днів	0.10		
<b>Відновлення електроживлення електроустановки споживача:</b>	1114	1114	0		0.16		
яка була відключена за заявою споживача (пункт 11.5.11*, пункт 7.13**)	0			5 роб. днів			
яка була відключена за ініціативою ОСР (пункт 11.5.23*, пункт 7.12**)	1114	1114	0		0.16		
у міській місцевості	1114	1114	0	3 роб. дні	0.16		
у сільській місцевості	0			5 роб. днів			
яка була відключена за зверненням електропостачальника (пункт 7.12**)	0	0	0		0.00		
у міській місцевості	0			3 роб. дні			
у сільській місцевості	0			5 роб. днів			
<b>Перевірка лічильника(пункт 6.11 розділуXIII ***)</b>	2000	1990	10	20 днів	2.28	10	0.50%
<b>Розгляд звернень/скарг/претензій споживачів:</b>	87	87	0		5.77		
розгляд звернень/скарг/претензій споживачів (пункт 13.1.4*)	86	86	0	30 днів	5.81		
розгляд звернень/скарг/претензій споживачів (якщо під час розгляду звернення необхідно здійснити технічну перевірку або провести експертизу засобу обліку) (пункт 13.1.4*)	0			45 днів			
<b>розгляд звернень споживачів щодо перевірки правильності рахунку за послуги з розподілу електричної енергії (пункт 13.1.4*)</b>	0			5 роб. днів			
розгляд скарг (претензій) щодо якості електричної енергії (пункт 13.2.1*)	1	1	0		2.00		
якщо вимірювання параметрів якості електричної енергії не проводяться	1	1	0	15 днів	2.00		
у разі проведення вимірювань параметрів якості електричної енергії	0			30 днів			
<b>розгляд звернень Споживачів щодо відшкодування збитків, завданих внаслідок недотримання ОСР показників якості електропостачання (пункт 13.3.1*)</b>	0			30 днів			
<b>ВСЬОГО</b>	4030	4013	17		1.36	11	0.27%





## 11. ІНФОРМАЦІЯ ЩОДО РОЗМІЩЕННЯ ПРИСТРОЇВ ФІКСАЦІЇ/АНАЛІЗУ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ТА ПЛАНІВ ЩОДО ЇХ ВСТАНОВЛЕННЯ

На сьогоднішній день пристрої фіксації/аналізу показників якості електроенергії встановлені лише в місцях приєднання СЕС. Відсутність пристроїв фіксації/аналізу показників якості електроенергії не дозволяє коректно виявити причину відхилень показників якості електроенергії від нормованих.

Наразі в мережах АТ "Одесаобленерго" встановлено 34 стаціонарних приладів контролю якості. Перелік місць встановлення стаціонарних пристроїв фіксації/аналізу показників якості електроенергії наведено в **Табл. 18**.

**Табл. 18. Перелік місць встановлення та кількість стаціонарних приладів**

Підстанція	Приєднання	Кількість	Тип приладу
ПС 110 кВ Арциз	КЛ 110 Солнечная	1	PM130EH+
	Арциз -1,110	1	PM130EH+
	Арциз-2,110	1	PM130EH+
	Струмок,110	1	PM130EH+
	1Т,110	1	PM130EH+
	2Т,110	1	PM130EH+
	СВ-110	1	PM130EH+
ПС 110 кВ Рені	ПГЛ 110 Сонячна	1	PM175
ПС 110 кВ Залізничне	КЛ 110 Солнечная-Залізничное	1	PM130 PLUS
	1Т,110	1	PM130P
	1Т,10	1	PM130P
	1Т,35	1	PM130P
	СВ,110	1	PM130EH
	Червоноармейское,35	1	PM130P
	Табаки,35	1	PM130P
	Арциз,110	1	PM130P
	Болград,110	1	PM130P
	БСЕС	1	PM175
Линия СНСБ,10	1	PM130P	
ПС 110 кВ Кілія	ВЛ 110 Солнечная-Кілія 1	1	PM130P
	ВЛ 110 Солнечная-Кілія 1	1	PM130P
ПС 110 кВ Суворово	ФЕС Суворово-1	1	PM130 PLUS
	ФЕС Суворово-2	1	PM130 PLUS
	ФЕС Суворово-3	1	PM130 PLUS
	ФЕС Суворово-4	1	PM130 PLUS
ПС 35 кВ Ярове	СЕС-2	1	PM130P
	Резерв (яч.3)	1	PM130P
ПС 35 кВ Красне	СЕС-1	1	PM130P
	СЕС-2	1	PM130P
ПС 110 кВ Колісне	10ФЕС-Кулевча 1	1	PM130P
	ФЕС-Кулевча 2	1	PM130P
ПС 35 кВ Саф'яни	СЕС (10 кВ)	1	PM130P
ПС 110 кВ Старокозаче	СЕС (10 кВ)	1	PM175
	СЕС (10 кВ)	1	PM175
<b>Всього</b>		<b>34</b>	

Також встановлено 1676 од. електронних лічильників, що здійснюють вимірювання і запис параметрів відхилення напруги в точках приєднання споживачів для моніторингу відхилень напруги та регулярної реєстрації часу та тривалості перерв в електропостачанні електроустановок споживачів.



Для забезпечення контролю показників якості електроенергії необхідно встановити пристрої на наступних об'єктах:

- В місцях приєднання генерації до електричної мережі АТ "Одесаобленерго";
- На підстанціях, що межують з суміжними ОСР та на межі з підстанціями АТ "Укрзалізниця", які інтегровані в мережу АТ "Одесаобленерго";
- На підстанціях, які приєднані до магістральних підстанцій, оскільки одним джерелом постачання електроенергії в Одеській області є магістральна мережа ДП "НЕК "Укренерго".

З метою виконання п. 6.3.4 КСР на 2019 рік для вимірювання параметрів якості електричної енергії на електроустановках високої та середньої напруги з використанням характеристик процесу вимірювання класу А відповідно до ДСТУ ІЕС 61000-4-30:2010 заплановано придбання приладів у кількості 6 шт. на суму 3 млн. грн.

Згідно п. 6.3.4. "Кодексу истем розподілу" ОСР здійснює вибір точок вимірювання параметрів якості електричної енергії для забезпечення вимірювання:

- Не рідше 1 разу на рік – на шинах середньої напруги кожної підстанції ВН/СН;
- Не рідше 1 разу на 4 роки – на шинах середньої напруги кожної підстанції СН/НН;
- Щороку – не менше ніж на 1 % точок приєднання споживачів середньої напруги.

Графік проведення вимірювань показників якості е/е на підстанціях 35-110 кВ в 2020-2024 роках наведено в **Табл. Д-6. 13-Табл. Д-6. 17 в Додатку 6.**

Планом розвитку системи розподілу передбачено обсяги встановлення стаціонарних приладів фіксації якості електричної енергії в обсягах, наведених в **Табл. 19.**

**Табл. 19. План встановлення аналізаторів якості електроенергії на ПС 110 -35 кВ на шинах 10 кВ по границі ОСР та по шинам 10 кВ**

№ п/п	Найменування підстанції	Напруга, кВ			ВН	СН	НН	Передбачено встановити приладів на ПС
		ВН	СН	НН				
<b>2021 рік</b>								<b>47</b>
1	Маразліївська	110		6	2			2
2	Кіровська	110		10	2			2
3	Мала Долина	110		10	2			2
4	Більшовик	110		6		2		2
5	Іллічівськ	110		10	2			2
6	Чумка	110	35	6	4			4
7	Лузанівка	110		6		3		3
8	Марсельська	110		6		2		2
9	Таїрово	110		10	2			2
10	Канал	110		10	2			2
11	Ш.Балка	110	35	6		2		2
12	Теплодар	110		10		2		2
13	Сичавка	110		10		2		2
14	Роздільна	110	35	10	2	1	1	4
15	Кучургани	110	35	10	2	2	1	5
16	Овідіополь	110	35	10	3			3
17	Староказаче	110	35	10	3	1	2	6
<b>2022 рік</b>								<b>45</b>
18	Балта	110	35	10	1			1



№ п/п	Найменування підстанції	Напруга, кВ			ВН	СН	НН	Передбачено встановити приладів на ПС
		ВН	СН	НН				
19	Донська	110		10	1		2	3
20	Борщі	110	35	6	1		2	3
21	Кр.Окни	110	35	10	2		2	4
22	Ісаєво	110	35	10		1		1
23	Еталон	110	35	10	1			1
24	Кілія	110	35	10	4	2	1	7
25	Червоний ЯР	110	35	10	2	1		3
26	Білолісся	110	35	6			2	2
27	Михайлівка	110	35	10	2			2
28	Арциз	110	35	10	3	2	2	7
29	Болград	110	35	10	4	1		5
30	Коса	110	35	10	1			1
31	Зализничное	110	35	10	3	1	1	5
<b>2023 рік</b>								<b>45</b>
32	Рени	110		10	2		2	4
33	Бородино	110	35	10	2			2
34	Утконосовка	110		10	1			1
35	Льїнка	35		10			1	1
36	Маякі	35		6			2	2
37	Родіна	35		10			2	2
38	Новомиколаївка	35		10			1	1
39	Первомайська	35		10			2	2
40	Свердлове	35		10			2	2
41	Ставкі	35		10			1	1
42	Бройлерна	35		10			1	1
43	Холодмаш	35		10			2	2
44	Петродоліна	35		10			1	1
45	БД-2	35		10			2	2
46	Загніткове	35		10		1	1	2
47	Саврань	35		10		1	1	2
48	Нагорне	35		10		1		1
49	Темп	110		10			4	4
50	Епсілон	110		10			4	4
51	Суворовська	110		10			4	4
52	Артилерійська	110		10			4	4
<b>2024 рік</b>								<b>43</b>
53	ЮЗР	110		10			4	4
54	Чорноморка	110		10			2	2
55	Кримська	110		10			4	4
56	Ленінська	110		6			4	4
57	Київська	110		6			4	4
58	ЗРС	110		6			4	4
59	Застава	110	35	6			2	2
60	Аркадія	110		10			6	6
61	ГРЕС	110		6			2	2



№ п/п	Найменування підстанції	Напруга, кВ			ВН	СН	НН	Передбачено встановити приладів на ПС
		ВН	СН	НН				
62	Орловка	110	35	10			2	2
63	Петрівка	110	35	10			1	1
64	Стройбаза	110		6			2	2
65	Теплична	110	35	10			2	2
66	Кароліно	110		10			2	2
67	Чапаївська	110	35	10			2	2

## 12. ІНФОРМАЦІЯ ЩОДО ЗАПЛАНОВАНОГО ВИВЕДЕННЯ ОБЛАДНАННЯ СИСТЕМИ РОЗПОДІЛУ З ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТА ОЦІНКА ВПЛИВУ ТАКОГО ВИВЕДЕННЯ

В мережах 35-110 кВ АТ "Одесаобленерго" в період 2020-2024 роки не заплановано виведення обладнання з експлуатації.

## 13. ПЛАНИ В ЧАСТИНІ ЗАХОДІВ З КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

Планом розвитку системи передачі на 2020-2029 роки" заплановано встановлення на ПС 110 кВ "Рені-Сонячна" СТК потужністю 2×6 МВАр та встановлення на ПС 110 кВ "Кілія-Сонячна" СТК потужністю 2×8 МВАр.

Значна довжина транзиту 110 кВ Доброславська – Сербка – Чапаївська – Роздільна – Цебрикове та транзиту Доброславська – Донська – Березівка – Ісаєво – Троїцьке – Ананьїв – Северна – Подільська є причиною понаднормативного зниження напруги на ПС 110 кВ "Роздільна", "Цебриково", "Ананьїв", "Троїцьке", "Ісаєво", "Амбарово", "Березівка", "Северна" в ремонтно-аварійних режимах роботи мережі (стор. 51). Для підвищення рівнів напруги в ремонтно-аварійних режимах необхідна зміна положень відгалуджень РПН на ПС 220 кВ "Доброславська" та незначне обмеження (переведення) навантаження. Зважаючи на можливість вирішення проблеми зниження напруги в режимах "N-2" режимними заходами необхідність у встановленні БСК на ПС 110 кВ "Северна" та ПС 110 кВ "Роздільна" відсутня.



## 14. ПЛАНИ В ЧАСТИНІ УЛАШТУВАННЯ "ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОГО" ОБЛІКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Одним із важливих напрямків розвитку діяльності АТ "Одесаобленерго" є впровадження інтелектуального обліку електричної енергії та модернізація існуючої системи комерційного та технічного обліку електроенергії. Наразі АТ "Одесаобленерго" проведено заміну усіх лічильників класу точності 2,5.

В 2017 році АТ "Одесаобленерго" було розроблено "Концепцію впровадження АСОЕ в АТ "Одесаобленерго".

Система АСОЕ має значну кількість переваг та має забезпечувати наступні функції:

- вчитку даних з усіх типів приладів обліку які структурно входять до системи АСОЕ або ЛУЗОД енергопостачальника (уніфіковане програмне забезпечення);
- ідентифікацію та фіксація подій з журналів подій лічильників, у тому числі пов'язаних з несанкціонованим втручанням у роботу лічильників;
- верифікацію даних;
- автоматичну синхронізація часу приладів обліку;
- використання відкритих протоколів обміну;
- збереження та відображення даних параметризації для кожного локального приладу обліку;
- забезпечення можливості обробки результатів інтервального (диференційованого за часом) вимірювання електричної енергії;
- для зв'язку системи збору та передачі даних з сервером ПАТ "Одесаобленерго" застосовувати канали GSM/GPRS зв'язку, ліній електропередач 0,4 кВ, RS-485, RS-232, Ethernet;
- при використанні маршрутизаторів, концентраторів обов'язкове використання одного з наступних варіантів передачі даних: GSM/GPRS, MV- магістраль фізичним середовищем якою є лінії електропередач 0,4 кВ, RS-232, Ethernet.
- використання єдиної системи синхронізації часу лічильників, що входять в склад АСОЕ, джерелом точного часу вважати сервер АСОЕ ПАТ "Одесаобленерго";
- застосування елементів та блоків АСОЕ широкого температурного діапазону, що не потребують примусового охолодження чи підігріву;
- використання служби передачі даних GPRS мережі GSM для інформаційної взаємодії між ЛУЗОД та сервером збору, обробки та збереження даних ПАТ "Одесаобленерго";
- забезпечення контролю працездатності і оповіщення про виявлені збоїв в роботі лічильника чи ЛУЗОД, самодіагностика технічних та програмних засобів ЛУЗОД;
- відсутність в конструктивних елементах ЛУЗОД, лічильників, маршрутизаторів, рухомих частин;
- точність ходу годинника лічильника в межах до  $\pm 0,5$ с за добу, перевірка та корекція часу мають здійснюватись не рідше ніж один раз на 10 діб,
- при відключенні живлення, при аваріях тощо необхідно забезпечення збереження в енергонезалежній пам'яті бази даних результатів обліку електроенергії,
- забезпечення резервування технічних засобів АСОЕ/ЛУЗОД з метою надійної та своєчасної передачі даних,
- забезпечення можливості зберігання в базі даних АСОЕ первинних та розрахункових даних за обліковими періодами (доба, місяць, квартал, рік), починаючи з дискретності 30 хвилин і вище, протягом терміну позовної давності,
- можливість модернізації АСОЕ/ЛУЗОД без порушень роботи системи,



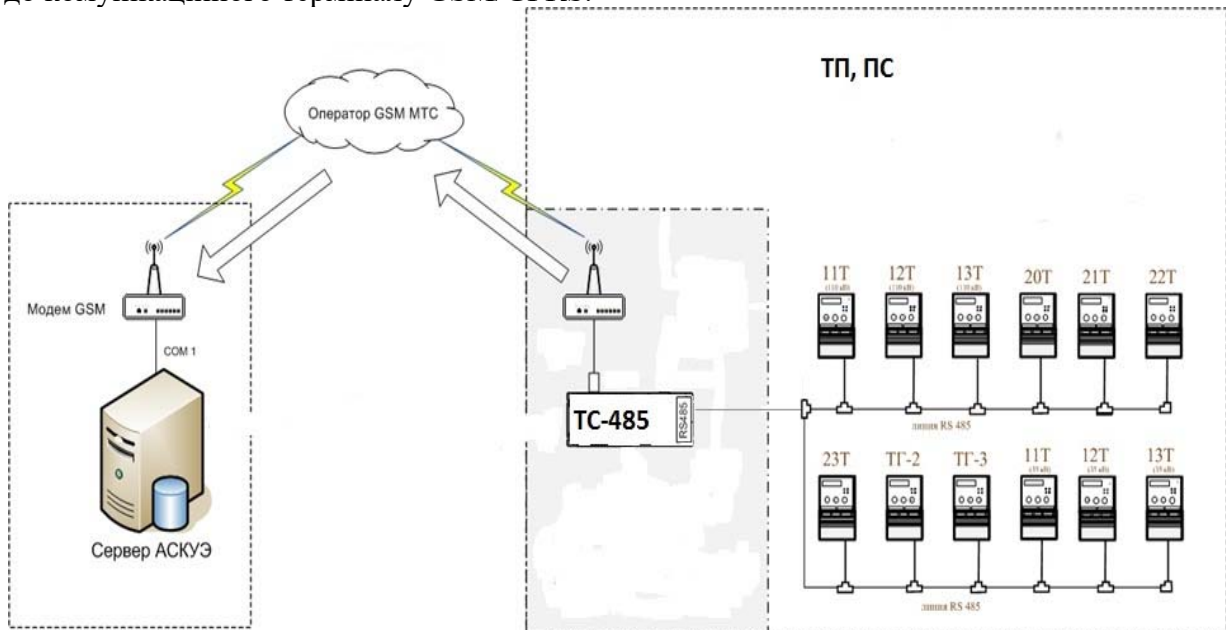
- передачу інформації від АСОЕ/ЛУЗОД до серверу збору інформації ПАТ "Одесаобленерго" має здійснюватись з використанням протоколів IEC 62056-21 та/або DLMS/COSEM на швидкості не нижче 9600 біт/с.

Автоматизація обліку електроенергії на усіх рівнях, від закупівлі на Ринку е/е до постачання споживачам, стає неодмінною умовою ефективного функціонування сучасних автоматизованих систем. Впровадження та модернізацію АСОЕ в компанії розподілено на два рівня.

#### 1-й рівень.

Система автоматизації системи обліку електричної енергії на ПС, ТП, РП (електроустановки напругою вище 1000 В): При реконструкції підстанції та переводі напруги з 6-10 кВ на 20 кВ АСОЕ організувати на базі приладів обліку які повинні бути обладнані 485 портом.

Лічильники об'єднуються в систему за допомогою мережевого кабелю з підключенням до комунікаційного терміналу GSM/GPRS.



**Рис. 1. Структурна схема 1-го рівня АСОЕ**

#### 2-й рівень.

Система автоматизації системи обліку електричної енергії на ТП, РП (електроустановки напругою до 1000 В):

Для організації автоматизованої системи обліку електроенергії у мережах 0,4 кВ передбачено застосування приладів обліку, які обладнано PLC/РАДІОКАНАЛ (ZIGBEE)-модемами та/або радіо-модемами, дані прилади обліку будуть встановлюватись у побутових споживачів, юридичних споживачів (з потужністю до 150 кВт). Інформація з приладів обліку отримується контролером збору даних та/або маршрутизатором, який встановлюється в ТП на шинах 0,4 кВ. Необхідно враховувати, що кількість споживачів, які приєднані до однієї ТП не повинна перевищувати 1000 штук.





Також, одним з додаткових варіантів облаштування АСОЕ є проект "Одеське подвір'я". Принцип роботи полягає в використанні приладів обліку з інтерфейсом передачі даних RS-485. Сервер АСОЕ встановлює з'єднання з мастер-лічильником/концентратором за допомогою мережі передачі даних та отримує доступ до лічильників з провідним інтерфейсом з можливістю зчитування даних та віддаленого параметрування.

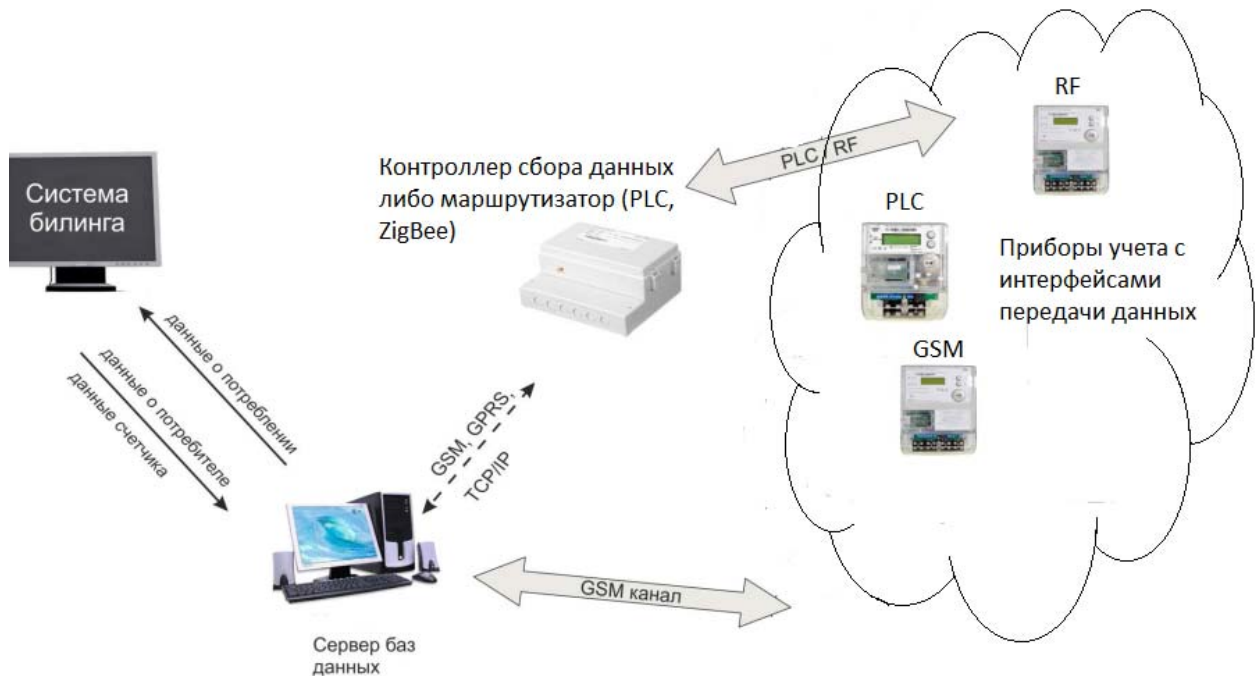


Рис. 2. Структурна схема 2-го рівня АСОЕ

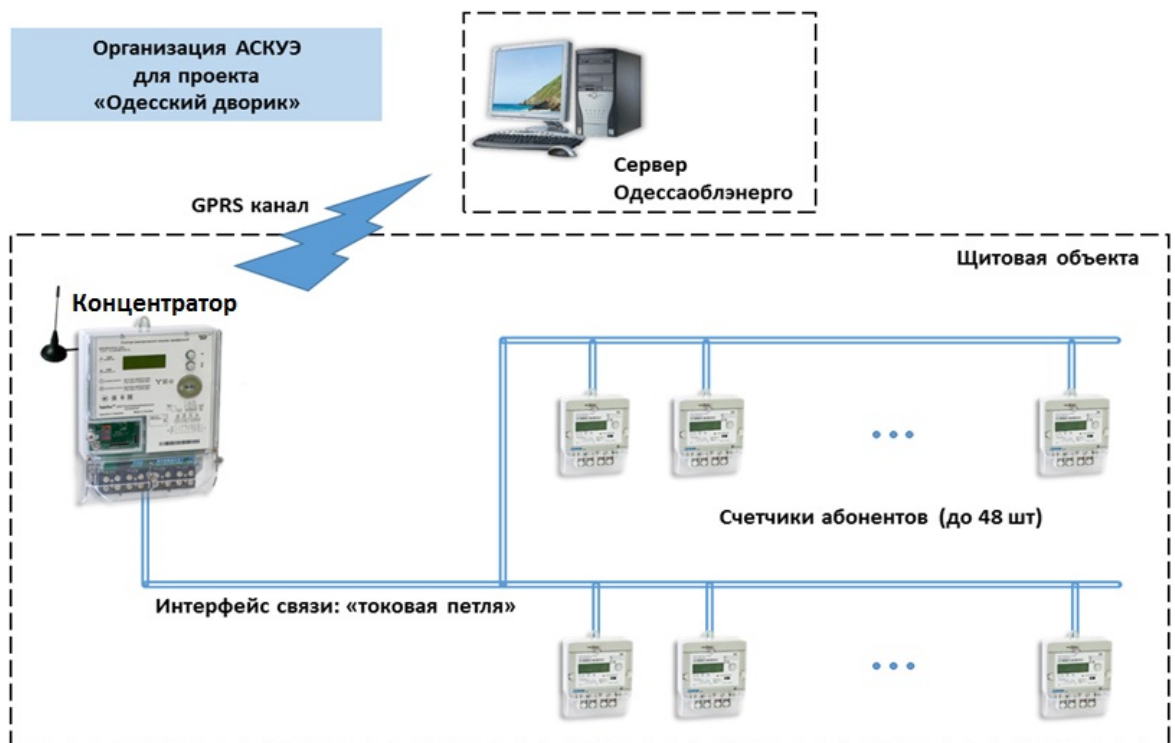


Рис. 3. Структурна схема АСОЕ для проекту "Одеське подвір'я".





"Концепцію впровадження АСОЕ в АТ "Одесаобленерго", в якій детально розписано конкретні заходи щодо встановлення лічильників наведено в **Додатку 7**.

На сьогоднішній день на території Одеської області АТ "Одесаобленерго" встановлено уже більше 95 000 інтелектуальних приладів обліку електроенергії.

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

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

## **15. ФАКТИЧНІ ТА ПРОГНОЗНІ ВИТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В СИСТЕМІ РОЗПОДІЛУ ТА ЗАХОДИ, НАПРАВЛЕНІ НА ЇХ ЗНИЖЕННЯ**

Основними причинами значних фактичних втрат електроенергії в електромережах Компанії є:

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

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

- вдосконалення системи розрахункового обліку електроенергії по межі балансової належності зі споживачами;
- встановлення закритих комплексів обліку електроенергії з електронними лічильниками з підключенням до мережі ізольованим дротом;
- ліквідація безоблікового споживання електроенергії у побутових споживачів;
- заміна однофазних електрولیчильників з простроченим терміном Держпівірки;
- заміна трифазних електрولیчильників з простроченим терміном Держпівірки;



- встановлення магнітних індикаторів у побутових та юридичних споживачів;
- проведення закриття доступу та пломбування трансформаторів струму та дооблікових ланцюгів у споживачів одноразовими пломбами;
- проведення рейдів по виявленню крадіжок та щомісячним зняттям показів електролічильників;
- реконструкція електричних мереж 0,4 кВ з заміною неізолюваного на ізолюваний самоутримуючий дріт у населених пунктах (розділ 21.3).

До основних заходів, що дозволять знизити технологічні втрати відносяться:

- зменшення довжини мереж 0,4-10 кВ шляхом будівництва нових ЛЕП та центрів живлення (підрозділ 21.3);
- збільшення пропускної здатності елементів мережі (ЛЕП та трансформатори, розділ 21);
- розвантаження центрів живлення зі значною густиною навантаження (будівництво нових ПС та ЛЕП, розділ 21).

Звіт щодо втрат електричної енергії за період 2015-2018 рр. наведено у **Табл. 20**.

**Табл. 20. Втрати електричної енергії на її розподіл**

Показники	2015	2016	2017	2018
Фактичні, (%)	13,24	13,29	13,69	13,78
Нормативні (%)	16,35	16,31	16,71	16,64
Понаднормативні (%)	-2,99	-2,99	-3,02	-2,86

Прогнозне зниження втрат електричної енергії в мережах відбувається в основному за рахунок встановлення пристроїв інтелектуального обліку енергії та нових вузлів живлення в м. Одеса.

Прогнозні втрати електричної енергії на період 2020-2024 роки наведено в **Табл. 21**.

**Табл. 21. Прогнозні втрати електричної енергії на її розподіл**

Показники	2020	2021	2022	2023	2024
Фактичні, (%)	13.57	13.37	13.17	12.97	12.78
Нормативні (%)	16.31	15.98	15.66	15.35	15.04
Понаднормативні (%)	-2.73	-2.61	-2.49	-2.38	-2.26



## 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

Відповідно до проаналізованих у розділі 9.1 та 9.2 навантажень було виявлено підстанції, на яких вже вичерпано трансформаторну потужність. Відповідно План розвитку передбачає заміну трансформаторів на підстанціях, де очікується в подальшому збільшення потужності навантаження. Також планом розвитку передбачено будівництво нових ПС 110 кВ. Інформація щодо створеного в перспективі 2020-2024 років резерву потужності наведена в Табл. 22.

**Табл. 22. Резерви потужності, що створюються при реалізації Плану розвитку системи розподілу**

Об'єкт	Заходи, що створюють резерв з приєднання нових потужностей	Плановий рік завершення виконання заходів	Створений резерв потужності, МВт
ПС 110/10/10 кВ "Кримська"	Заміна трансформаторів потужністю 40 МВА на трансформатори потужністю 63 МВА кожен	2022	14
ПС 110/35/10 кВ "Ш. Балка"	Заміна трансформаторів потужністю 16 МВА на трансформатори потужністю 25 МВА кожен	2024	3
ПС 110/35/6 кВ "Чумка"	Заміна Т-2 потужністю 63 МВА на трансформатор потужністю 80 МВА	2020	21
ПС 110/35/10 кВ "Іллічівськ"	Заміна Т-2 потужністю 20 МВА на трансформатор потужністю 25 МВА	2024	4
ПС 110/10/10 кВ "ЮЗР"	Заміна трансформаторів потужністю 40 МВА на трансформатори потужністю 63 МВА кожен	2023	6
ПС 110/35/6 кВ "Ізмаїл"	Заміна трансформаторів потужністю 20 МВА на трансформатори потужністю 25 МВА кожен	2023	5
Будівництво нової ПС 110/20 кВ "Чубаївка"	Встановлення двох трансформаторів потужністю по 40 МВА кожен	2023	40
Будівництво КЛ 110 кВ Маразліївська – Чумка		2023	50
Будівництво КЛ 110 кВ Чумка - Чубаївка		2023	
Будівництво КЛ 110 кВ ЮЗР - Чубаївка		2024	
Реконструкція ПЛ 110 кВ Усатово – Чумка		2023	
Реконструкція ПЛ 110 кВ ОТЕЦ – Чумка		2023	



## **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**

Згідно "Плану розвитку системи передачі на 2020-2029 роки" Планом розвитку системи розподілу АТ "Одесаобленерго" заплановано:

- Завершення реконструкції ПС 110 кВ "Болград" та введення в експлуатацію ПЛ 110 кВ Болград – Вулканешти № 3 (реалізується в 2019 році);
- Реконструкція ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрове № 1,2 з заміною проводу на провід марки АС-240;
- Реконструкція ПЛ 110 кВ Усатове – ОТЕЦ № 1,2 з заміною проводу на провід марки АС-240.

## **18. ІНФОРМАЦІЯ ЩОДО ОБ'ЄКТІВ НЕЗАВЕРШЕНОГО БУДІВНИЦТВА, РЕКОНСТРУКЦІ ТА ТЕХНІЧНОГО ПЕРЕОСНАЩЕННЯ**

Перелік об'єктів незавершеного будівництва, модернізації та реконструкції мереж АТ "Одесаобленерго", що не були завершені станом на 30.08.2019 р. наведено в Табл. Д-6. 18 Додатку 6.



## 19. УЗАГАЛЬНЕНИЙ ТЕХНІЧНИЙ СТАН ОБ'ЄКТІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ СИСТЕМИ РОЗПОДІЛУ

Надійність електромережеских об'єктів визначається їх спроможністю на протязі часу зберігати свої технічні параметри, які забезпечують виконання об'єктами своїх технологічних функцій.

Однією з головних складових надійності мережі, поряд зі схемною та режимною, є експлуатаційна надійність її окремих елементів.

Рівень експлуатаційної надійності об'єктів головним чином характеризується спрацюванням ресурсу працездатності обладнання. Експлуатаційний ресурс обладнання визначає його потенційну спроможність виконувати свої функції з врахуванням фізичного зносу.

Термін служби основного електротехнічного обладнання підстанцій (трансформатори, вимірювальна та комутаційна апаратура) відповідно до технічних умов заводів-виробників становить не більше 25 років.

Електропередавальними організаціями термін експлуатації продовжується, однак це призводить до значних затрат на проведення ремонтів та експлуатацію такого морально та фізично застарілого обладнання. Тому важливим питанням є поступова заміна застарілого обладнання на нове та сучасне.

На даний момент стан електричних мереж Одеської області характеризується середнім ступенем фізичного та морального зносу устаткування. Ситуація ускладнюється тим, що на підстанціях Товариства, які не вичерпали ресурс працездатності, є свої вузькі місця, які визначаються:

- наявністю дефектного обладнання (тобто обладнання, яке характеризується станом підвищеної аварійності);
- "старінням" металоконструкцій;
- оснащенням застарілими засобами релейного захисту, автоматики, зав'язку, тощо.
- має місце значне фізичне зношення електричних мереж та обладнання (велика частина мереж знаходиться у експлуатації понад 40 років);
- проектування та будівництво розподільчих мереж у попередні роки не відбувалося в достатньому обсязі,
- компанії доводиться приймати на баланс обладнання, яке не має власників, але від якого живляться споживачі. Більшість такого обладнання знаходиться у незадовільному технічному стані.
- відсутні у достатній кількості сучасні автоматизовані системи та засоби диспетчерського керування та телемеханізації, а також релейного захисту та автоматики;
- існує проблема крадіжок електрообладнання та ін.

Забезпечення районів Одеської області центрами живлення відбувається по електричним мережам класів напруг 110, 35 та 10(6) кВ.

Аналіз технічного стану основного обладнання, встановленого на підстанціях 35 та 110 кВ пооб'єктно наведений в **Додатку 1**. Червоним та помаранчевим кольором виділено обладнання, яке відпрацювало свій ресурс, є морально то фізично застарілим, потребує поступової заміни на підстанціях.

Прогнозний технічний стан електричних мереж напряму залежить від обсягів фінансування інвестпрограм, за рахунок чого здійснюється реконструкція існуючих об'єктів та будівництво нових. В Плані розвитку системи розподілу АТ "Одесаобленерго" на 2020 – 2024 роки враховувались реальні фінансові можливості Товариства (витрати +), так як очікувати на приріст інвестицій із інших джерел у поточному році чи у найближчі роки не доводиться, а також був врахований варіант переходу Товариства на стимулююче тарифоутворення.

Узагальнений технічний стан (з прогнозом) при стимулюючому тарифоутворенні наведено в **Табл. 23**, по сценарію витрати+ – в **Табл. 24**.

**Табл. 23. Узагальнений технічний стан об'єктів електричних мереж системи розподілу при стимулюючому тарифоутворенні.**

№ з/п	Назва обладнання та якісна оцінка*	Одиниця виміру	Прогнозний технічний стан на 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	<b>Повітряні лінії (ПЛ)-220 кВ, усього</b>	км (по трасі)							
	у доброму стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
виведено з експлуатації									
2	<b>ПЛ-110 (150) кВ, усього</b>	км (по трасі)	1847.821	<b>416.20</b>	1871.82	1871.82	1891.82	1891.82	1891.82
	у доброму стані		1240.801	24.00	1427.07	1441.55	1466.67	1483.49	1532.41
	підлягає реконструкції		156.79	45.15	156.79	142.31	137.19	120.367	71.453
	підлягає капітальному ремонту		415.26	347.05	252.99	252.99	252.99	252.99	252.99
	підлягає повній заміні		34.970		34.97	34.97	34.97	34.97	34.97
	виведено з експлуатації								
3	<b>ПЛ-35 кВ, усього</b>	км (по трасі)	3654.848	<b>501.06</b>	3654.85	3654.85	3654.85	3654.85	3654.85
	у доброму стані		2722.078		2914.85	2954.62	2982.28	3012.00	3038.55
	підлягає реконструкції		227.46	111.91	227.46	215.36	215.36	214.31	214.31
	підлягає капітальному ремонту		689.42	389.15	496.6548	472.9848	449.3196	425.6544	401.9892
	підлягає повній заміні		15.890		15.890	11.890	7.890	2.890	0.000
	виведено з експлуатації								
4	<b>ПЛ-6 (10) кВ, усього</b>	км (по трасі)	12540.664	<b>1 362.57</b>	12540.664	12540.664	12540.664	12540.664	12540.664
	у доброму стані		6397.854		6506.36	6709.34	6993.51	7232.09	7506.92
	підлягає реконструкції		3028.670	7.43	3 021.24	3 021.24	2 941.14	2 911.14	2 841.14
	підлягає капітальному ремонту		2 508.46	1 355.14	2 407.38	2 306.31	2 205.23	2 104.15	2 003.08
	підлягає повній заміні		605.680		605.680	503.780	400.780	293.280	189.530
	виведено з експлуатації								
5	<b>ПЛ-0,4 кВ, усього</b>	км (по трасі)	17809.81	<b>1 373.98</b>	17809.81	17871.93	17889.04	17908.29	18468.80
	у доброму стані		8458.380		8051.38	8768.61	9531.93	10448.14	11922.70
	підлягає реконструкції		3467.6	71.62	3 395.98	3 333.86	3 316.75	3 297.50	3 282.95



№ з/п	Назва обладнання та якісна оцінка*	Одиниця виміру	Прогнозний технічний стан на 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.
	підлягає капітальному ремонту		4089.570	1 276.56	4 593.99	4237.80	3881.60	3525.41	3169.21
	підлягає повній заміні		1794.260	25.80	1 768.46	1 531.66	1 158.76	637.24	93.94
	виведено з експлуатації								
6	<b>Кабельні лінії (КЛ)-220 кВ, усього</b>	км		<b>0.00</b>					
	у доброму стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
7	<b>КЛ-110 (150) кВ, усього</b>	км	27.507	<b>0.00</b>	27.507	27.507	27.507	46.407	48.907
	у доброму стані		27.507		27.507	27.507	27.507	46.407	48.907
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
8	<b>КЛ-35 кВ, усього</b>	км	33.143	<b>0.00</b>	33.143	33.143	33.143	33.143	33.143
	у доброму стані		33.143		33.143	33.143	33.143	33.143	33.143
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
9	<b>КЛ-6 (10) кВ, усього</b>	км	2369.554	<b>12.55</b>	2370.38	2378.08	2385.78	2385.78	2385.78
	у доброму стані		1627.644	0.83	1593.19	1639.09	1676.49	1701.69	1729.79
	підлягає реконструкції		602.460	11.72	637.74	637.74	637.74	617.74	597.74
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні		139.450		139.45	101.25	71.55	66.35	58.25
	виведено з експлуатації								
10	<b>КЛ-0,4 кВ, усього</b>	км	1041.712	<b>0.00</b>	1041.71	1064.61	1067.21	1067.21	1067.21





№ з/п	Назва обладнання та якісна оцінка*	Одиниця виміру	Прогнозний технічний стан на 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.
	у доброму стані		326.312		305.48	359.98	400.88	417.58	433.08
	підлягає реконструкції		590.400		611.23	611.23	602.93	602.93	602.43
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні		125.000		125.00	93.40	63.40	46.70	31.70
	виведено з експлуатації								
11	<b>Підстанції (ПС) з вищим класом напруги 220 кВ, усього</b>	шт.		<b>0</b>					
	у доброму стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
12	<b>ПС з вищим класом напруги 110 (150) кВ, усього</b>	шт.	71	<b>30</b>	72	72	72	73	73
	у доброму стані		41	2	44	45	45	48	51
	підлягає реконструкції		14	12	12	11	11	9	6
	підлягає капітальному ремонту		16	16	16	16	16	16	16
	підлягає повній заміні								
13	<b>ПС з вищим класом напруги 35 кВ, усього</b>	шт.	205	<b>60</b>	207	207	207	207	207
	у доброму стані		115	2	125	125	125	125	125
	підлягає реконструкції		20	8	19	19	19	19	19
	підлягає капітальному ремонту		70	50	63	63	63	63	63
	підлягає повній заміні								
14	<b>Трансформаторні підстанції (ТП), розподільні пункти (РП) 6 (10) кВ, усього</b>	шт.	9324	<b>1417</b>	9350	9396	9422	9457	9476
	у доброму стані		5318	26	5196	6105	6574	7177	7351
	підлягає реконструкції		722		722	546	308	180	25



№ з/п	Назва обладнання та якісна оцінка*	Одиниця виміру	Прогнозний технічний стан на 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.
	підлягає капітальному ремонту		3284	1391	3432	2745	2540	2100	2100
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
15	<b>Силові трансформатори ПС вищою напругою 220 кВ, усього</b>	шт.		<b>0</b>					
	у доброму стані								
	вимагають заміни з метою зниження технологічних витрат електричної енергії (ТВЕ)								
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту								
16	<b>Силові трансформатори ПС вищою напругою 110 (150) кВ, усього</b>	шт.	134	<b>3</b>	137	137	137	137	137
	у доброму стані		134	3	137	137	137	137	137
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ								
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту								
17	<b>Силові трансформатори ПС вищою напругою 35 кВ, усього</b>	шт.	307	<b>4</b>	311	307	307	307	307
	у доброму стані		307	4	311	307	307	307	307
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ		0						
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту		0						
18	<b>Силові трансформатори ПС вищою напругою 6 – 10 кВ, усього</b>	шт.	9984	<b>26</b>	10010	10056	10258	10293	10312



№ з/п	Назва обладнання та якісна оцінка*	Одиниця виміру	Прогнозний технічний стан на 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.
	у доброму стані		9920	26	9946	9992	10018	10053	10072
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ		64		64	64	240	240	240
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту								

**Табл. 24. Узагальнений технічний стан об'єктів електричних мереж системи розподілу без стимулюючого тарифоутворення**

№ з/п	Назва обладнання та якісна оцінка*	Одиниця виміру	Прогнозний технічний стан на 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	<b>Повітряні лінії (ПЛ)-220 кВ, усього</b>	км (по трасі)							
	у доброму стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
2	<b>ПЛ-110 (150) кВ, усього</b>	км (по трасі)	1847.821	<b>416.20</b>	1871.82	1871.82	1871.82	1891.82	1891.82
	у доброму стані		1240.801	24.00	1427.07	1436.55	1441.67	1461.67	1461.67
	підлягає реконструкції		156.79	45.15	156.79	147.31	142.19	142.19	142.19
	підлягає капітальному ремонту		415.26	347.05	252.99	252.99	252.99	252.99	252.99
	підлягає повній заміні		34.970		34.97	34.97	34.97	34.97	34.97
	виведено з експлуатації								
3	<b>ПЛ-35 кВ, усього</b>	км (по трасі)	3654.848	<b>501.06</b>	3654.85	3654.85	3654.85	3654.85	3654.85
	у доброму стані		2722.078		2914.85	2954.62	2982.28	3010.95	3037.50



№ з/п	Назва обладнання та якісна оцінка*	Одиниця виміру	Прогнозний технічний стан на 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.
	підлягає реконструкції		227.46	111.91	227.46	215.36	215.36	215.36	215.36
	підлягає капітальному ремонту		689.42	389.15	496.6548	472.9848	449.3196	425.6544	401.9892
	підлягає повній заміні		15.890		15.890	11.890	7.890	2.890	0.000
	виведено з експлуатації								
4	<b>ПЛ-6 (10) кВ, усього</b>	км (по трасі)	12540.664	<b>1 362.57</b>	12540.664	12540.664	12540.664	12540.664	12540.664
	у доброму стані		6397.854		6506.36	6458.52	6377.89	6335.65	6324.11
	підлягає реконструкції		3028.670	7.43	3 021.24	3 272.05	3 522.87	3 773.68	4 024.49
	підлягає капітальному ремонту		2 508.46	1 355.14	2 407.38	2 306.31	2 205.23	2 104.15	2 003.08
	підлягає повній заміні		605.680		605.680	503.780	434.680	327.180	188.980
	виведено з експлуатації								
5	<b>ПЛ-0,4 кВ, усього</b>	км (по трасі)	17809.81	<b>1 373.98</b>	17809.81	17843.93	17853.53	17860.73	17867.13
	у доброму стані		8458.380		8051.38	7949.96	7813.94	7696.04	7592.68
	підлягає реконструкції		3467.6	71.62	3 395.98	3 557.09	3 728.29	3 878.97	4 014.30
	підлягає капітальному ремонту		4089.570	1 276.56	4 593.99	4598.42	4602.84	4607.26	4611.69
	підлягає повній заміні		1794.260	25.80	1 768.46	1 738.46	1 708.46	1 678.46	1 648.46
	виведено з експлуатації								
6	<b>Кабельні лінії (КЛ)-220 кВ, усього</b>	км		<b>0.00</b>					
	у доброму стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
7	<b>КЛ-110 (150) кВ, усього</b>	км	27.507	<b>0.00</b>	27.507	27.507	27.507	41.907	41.907
	у доброму стані		27.507		27.507	27.507	27.507	41.907	41.907
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								



№ з/п	Назва обладнання та якісна оцінка*	Одиниця виміру	Прогнозний технічний стан на 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.
8	<b>КЛ-35 кВ, усього</b>	км	33.143	<b>0.00</b>	33.143	33.143	33.143	33.143	33.143
	у доброму стані		33.143		33.143	33.143	33.143	33.143	33.143
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
9	<b>КЛ-6 (10) кВ, усього</b>	км	2369.554	<b>12.55</b>	2370.38	2373.08	2376.68	2376.68	2376.68
	у доброму стані		1627.644	0.83	1593.19	1588.65	1584.60	1578.05	1571.20
	підлягає реконструкції		602.460	11.72	637.74	649.59	661.44	673.28	685.13
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні		139.450		139.45	134.85	130.65	125.35	120.35
	виведено з експлуатації								
10	<b>КЛ-0,4 кВ, усього</b>	км	1041.712	<b>0.00</b>	1041.71	1049.11	1051.71	1051.71	1051.71
	у доброму стані		326.312		305.48	311.97	310.86	307.65	307.24
	підлягає реконструкції		590.400		611.23	616.44	621.65	626.86	632.07
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні		125.000		125.00	120.70	119.20	117.20	112.40
	виведено з експлуатації								
11	<b>Підстанції (ПС) з вищим класом напруги 220 кВ, усього</b>	шт.		<b>0</b>					
	у доброму стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
12	<b>ПС з вищим класом напруги 110 (150) кВ, усього</b>	шт.	71	<b>30</b>	71	71	71	71	72
	у доброму стані		41	2	43	44	44	46	50
	підлягає реконструкції		14	12	12	11	11	9	6



№ з/п	Назва обладнання та якісна оцінка*	Одиниця виміру	Прогнозний технічний стан на 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.
	підлягає капітальному ремонту		16	16	16	16	16	16	16
	підлягає повній заміні								
13	<b>ПС з вищим класом напруги 35 кВ, усього</b>	шт.	205	<b>60</b>	207	207	207	207	207
	у доброму стані		115	2	125	125	125	125	125
	підлягає реконструкції		20	8	19	19	19	19	19
	підлягає капітальному ремонту		70	50	63	63	63	63	63
	підлягає повній заміні								
14	<b>Трансформаторні підстанції (ТП), розподільні пункти (РП) 6 (10) кВ, усього</b>	шт.	9324	<b>1417</b>	9350	9374	9389	9406	9420
	у доброму стані		5318	26	5196	5032	4886	4741	4594
	підлягає реконструкції		722		722	747	745	744	742
	підлягає капітальному ремонту		3284	1391	3432	3595	3758	3921	4084
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
15	<b>Силові трансформатори ПС вищою напругою 220 кВ, усього</b>	шт.		<b>0</b>					
	у доброму стані								
	вимагають заміни з метою зниження технологічних витрат електричної енергії (ТВЕ)								
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту								
16	<b>Силові трансформатори ПС вищою напругою 110 (150) кВ, усього</b>	шт.	134	<b>3</b>	137	137	137	137	137
	у доброму стані		134	3	137	137	137	137	137



№ з/п	Назва обладнання та якісна оцінка*	Одиниця виміру	Прогнозний технічний стан на 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.
17	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ								
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту								
	<b>Силові трансформатори ПС вищою напругою 35 кВ, усього</b>	шт.	307	4	311	307	307	307	307
	у доброму стані		307	4	311	307	307	307	307
вимагають заміни з метою зниження ТВЕ	0								
вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту	0								
18	<b>Силові трансформатори ПС вищою напругою 6 – 10 кВ, усього</b>	шт.	9984	26	10010	10028	10043	10060	10074
	у доброму стані		9920	26	9946	9964	9979	9996	10010
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ		64		64	64	64	64	64
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту								





## 19.1. Аналіз технічного стану ліній електропередавання 35-110 кВ АТ "Одесаобленерго"

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

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

Срок служби кабельних ліній приймається 30 років.

Лінії електропередач на дерев'яних опорах повинні бути замінені.

Табл. 25. Оцінка технічного стану мереж АТ "Одессаобленерго"

Найменування енергооб'єктів	Од. вим.	Всього	Оцінка технічного стану мереж АТ "Одессаобленерго" станом на 01.01.2019			
			Добре	Підлягає капремонту	Підлягає реконструкції	Підлягає повній заміні
ПЛ 35 кВ	км	3654,848	2722,078	689,42	227,46	15,890
ПЛ 110 кВ	км	1847,821	1240,801	415,26	156,79	34,970
в загальному обліку 35-110 кВ	км	5502,669	3962,879	1104,680	384,250	50,860
КЛ 110 кВ	км	27,507	27,507	0	0	0,000
КЛ 35 кВ	км	33,143	33,143	0	0	0,000
в загальному обліку 35-110 кВ	км	60,650	60,650	0	0	0

Детальний аналіз технічного стану ліній електропередавання 110-35 кВ наведено в Додатку 1 (ст. 421) Плану розвитку.

## 19.2. Узагальнений перелік та стан мережі 0,4-10 кВ АТ "Одесаобленерго"

Загальний стан мережі 0,4-10 кВ АТ "Одесаобленерго" по районах наведений в Табл. 26.

**Табл. 26. Загальний стан мережі 0,4-10 кВ АТ "Одесаобленерго"**

№ з/п	Найменування енергооб'єктів	Од, вим.	Всього	Оцінка технічного стану мереж АТ "Одесаобленерго" станом на 01.01.2019			
				Добре	Підлягає капремонту	Підлягає реконструкції	Підлягає повній заміні
<b>I,</b>	<b>ПЛ 6-10 кВ</b>	<b>км</b>	<b>12540,66</b>	<b>6397,85</b>	<b>2508,46</b>	<b>3028,67</b>	<b>605,68</b>
1	Центральний РЕМ	км	19,95	10,540	4,03	5,38	
2	Південний РЕМ	км	45,70	25,577	9,22	10,90	
3	Північний РЕМ	км	79,09	27,723	15,96	18,87	16,54
4	Чорноморський РЕМ	км	117,88	65,972	23,79	28,12	
5	Б,Дністровський РЕМ	км	994,89	347,620	205,36	238,45	203,46
6	Біляївський РЕМ	км	690,56	407,345	108,91	174,31	
7	Іванівський РЕМ	км	436,72	244,403	88,15	104,17	
8	Лиманський РЕМ	км	754,41	422,193	152,27	179,95	
9	Овідіопольський РЕМ	км	430,97	175,224	86,98	102,80	65,96
10	Роздільнянський РЕМ	км	665,13	286,541	134,25	158,66	85,69
11	Ананьівський РЕМ	км	384,19	215,006	77,54	91,64	
12	Березівський РЕМ	км	577,71	339,679	100,23	137,80	
13	В,Михайлівський РЕМ	км	519,80	290,899	104,91	123,99	
14	Балтський РЕМ	км	443,24	226,035	99,55	117,65	
15	Подільський РЕМ	км	447,82	228,594	100,48	118,75	
16	Кодимський РЕМ	км	318,95	178,494	64,37	76,08	
17	Окнянський РЕМ	км	347,13	194,267	70,06	82,80	
18	Любошівський РЕМ	км	398,54	223,034	80,44	95,06	
19	Миколаївський РЕМ	км	353,93	188,103	81,41	84,42	
20	Савранський РЕМ	км	269,01	150,544	54,29	64,17	
21	Захарівський РЕМ	км	307,55	172,118	62,08	73,36	
22	Ширяївський РЕМ	км	492,43	275,582	99,39	117,46	
23	Арцизьський РЕМ	км	402,52	175,862	81,24	96,01	49,4
24	Тарутинська дільниця Арцизьського РЕМ	км	441,53	190,715	89,12	105,32	56,38
25	Болградський РЕМ	км	420,34	192,674	84,84	100,26	42,56
26	Ізмаїльський РЕМ	км	548,74	232,104	100,05	130,89	85,69
27	Ренійська дільниця Ізмаїльського РЕМ	км	291,70	161,304	58,88	71,52	
28	Кілійський РЕМ	км	418,96	234,463	84,56	99,93	
29	Татарбунарський РЕМ	км	404,48	226,358	81,64	96,48	



№ з/п	Найменування енергооб'єктів	Од, вим.	Всього	Оцінка технічного стану мереж АТ "Одессаобленерго" станом на 01.01.2019			
				Добре	Підлягає капремонту	Підлягає реконструкції	Підлягає повній заміні
30	Саратська дільниця Татарбунарського РЕМ	км	516,79	288,879	104,46	123,45	
<b>Ц,</b>	<b>ПЛ-0,4 кВ</b>	<b>км</b>	<b>17809,81</b>	<b>8458,39</b>	<b>4089,57</b>	<b>3467,60</b>	<b>1794,26</b>
1	Центральний РЕМ	км	204,34	119,260	40,32	24,51	20,25
2	Південний РЕМ	км	370,60	221,480	85,23	26,83	37,06
3	Північний РЕМ	км	375,53	169,041	86,37	82,62	37,50
4	Чорноморський РЕМ	км	218,80	98,460	50,32	48,14	21,88
5	Б,Дністровський РЕМ	км	1113,33	601,044	256,07	144,89	111,33
6	Біляївський РЕМ	км	1193,29	677,906	274,46	121,60	119,33
7	Іванівський РЕМ	км	475,95	214,177	109,47	104,71	47,59
8	Лиманський РЕМ	км	848,63	381,883	195,18	186,70	84,86
9	Овідіопольський РЕМ	км	668,96	301,031	153,86	147,17	66,90
10	Роздільнянський РЕМ	км	677,23	304,755	155,76	148,99	67,72
11	Ананьївський РЕМ	км	680,61	306,273	156,54	149,73	68,06
12	Березівський РЕМ	км	559,88	251,944	128,77	123,17	55,99
13	В,Михайлівський РЕМ	км	537,93	242,067	123,72	118,34	53,79
14	Балтський РЕМ	км	851,87	381,269	195,93	187,41	87,26
15	Подільський РЕМ	км	912,54	490,601	209,88	120,80	91,25
16	Кодимський РЕМ	км	647,49	311,037	148,92	122,78	64,75
17	Окнянський РЕМ	км	501,05	225,473	115,24	110,23	50,11
18	Любошівський РЕМ	км	653,81	334,270	150,38	103,78	65,38
19	Миколаївський РЕМ	км	364,80	164,160	83,90	80,26	36,48
20	Савранський РЕМ	км	430,82	192,261	99,09	94,78	44,69
21	Захарівський РЕМ	км	375,54	165,923	86,37	85,69	37,55
22	Ширяївський РЕМ	км	572,42	257,589	131,66	125,93	57,24
23	Арцизьський РЕМ	км	507,21	221,040	116,66	118,79	50,72
24	Тарутинська дільниця Арцизьського РЕМ	км	497,46	223,859	114,42	109,44	49,75
25	Болградський РЕМ	км	575,10	258,797	132,27	126,52	57,51
26	Ізмаїльський РЕМ	км	847,45	386,394	194,91	181,40	84,75
27	Ренійська дільниця Ізмаїльського РЕМ	км	340,25	153,111	78,26	74,85	34,02
28	Кілійський РЕМ	км	617,30	267,953	141,98	135,81	71,56
29	Татарбунарський РЕМ	км	537,20	241,740	123,56	118,18	53,72
30	Саратська дільниця Татарбунарського РЕМ	км	652,43	293,593	150,06	143,53	65,24



№ з/п	Найменування енергооб'єктів	Од, вим.	Всього	Оцінка технічного стану мереж АТ "Одессаобленерго" станом на 01.01.2019			
				Добре	Підлягає капремонту	Підлягає реконструкції	Підлягає повній заміні
<b>III,</b>	<b>КЛ 6-10 кВ</b>	<b>км</b>	<b>2369,554</b>	<b>1627,645</b>	<b>0,000</b>	<b>602,458</b>	<b>139,451</b>
1	Центральний РЕМ	км	595,575	298,765		265,49	31,32
2	Південний РЕМ	км	702,314	516,644		185,67	
3	Північний РЕМ	км	414,116	272,376		111,29	30,45
4	Чорноморський РЕМ	км	93,582	81,682			11,9
5	Б,Дністровський РЕМ	км	134,24	95,650		36,28	2,31
6	Біляївський РЕМ	км	46,423	42,473			3,95
7	Іванівський РЕМ	км	6,963	6,963			
8	Лиманський РЕМ	км	54,01	52,010		2	
9	Овідіопольський РЕМ	км	17,043	15,043			2
10	Роздільнянський РЕМ	км	5,835	3,535			2,3
11	Ананьївський РЕМ	км	2,672	1,492		1,18	
12	Березівський РЕМ	км	3,662	3,662			
13	В,Михайлівський РЕМ	км	0,59	0,590			
14	Балтський РЕМ	км	3,15	3,150			
15	Подільський РЕМ	км	38,926	37,706			1,22
16	Кодимський РЕМ	км	0,68	0,680			
17	Окнянський РЕМ	км					
18	Любошівський РЕМ	км					
19	Миколаївський РЕМ	км	0,6	0,600			
20	Савранський РЕМ	км					
21	Захарівський РЕМ	км					
22	Ширяївський РЕМ	км					
23	Арцизьський РЕМ	км	9,300				9,300
24	Тарутинська дільниця Арцизьського РЕМ	км					
25	Болградський РЕМ	км	21,051				21,051
26	Ізмаїльський РЕМ	км	163,934	155,934			8
27	Ренійська дільниця Ізмаїльського РЕМ	км	50,74	38,690			12,05
28	Кілійський РЕМ	км	4,148			0,548	3,600
29	Татарбунарський РЕМ	км					
30	Саратська дільниця Татарбунарського РЕМ	км					
<b>IV,</b>	<b>КЛ-0,4 кВ</b>	<b>км</b>	<b>1041,71</b>	<b>326,31</b>	<b>0,00</b>	<b>590,40</b>	<b>125,00</b>
1	Центральний РЕМ	км	191,414	96,573		63,5	31,341
2	Південний РЕМ	км	349,77	112,120		210,2	27,45



№ з/п	Найменування енергооб'єктів	Од, вим.	Всього	Оцінка технічного стану мереж АТ "Одессаобленерго" станом на 01.01.2019			
				Добре	Підлягає капремонту	Підлягає реконструкції	Підлягає повній заміні
3	Північний РЕМ	км	231,673	11,583		185,69	34,4
4	Чорноморський РЕМ	км	58,54	40,605		15,69	2,245
5	Б,Дністровський РЕМ	км	1,26	1,260			
6	Біляївський РЕМ	км	64,764	2,644		59,89	2,23
7	Іванівський РЕМ	км	3,227	3,227			
8	Лиманський РЕМ	км	33,68	17,990		15,69	
9	Овідіопольський РЕМ	км	2,93	2,930			
10	Роздільнянський РЕМ	км	5,262	2,650			2,612
11	Ананьївський РЕМ	км	1,7	0,850			0,85
12	Березівський РЕМ	км	2,895	2,895			
13	В,Михайлівський РЕМ	км	0,09	0,090			
14	Балтський РЕМ	км	0,174	0,174			
15	Подільський РЕМ	км	36,713	16,843		19,87	
16	Кодимський РЕМ	км	1,96	1,900			0,06
17	Окнянський РЕМ	км	0,367	0,367			
18	Любошівський РЕМ	км	1	1,000			
19	Миколаївський РЕМ	км					
20	Савранський РЕМ	км					
21	Захарівський РЕМ	км					
22	Ширяївський РЕМ	км					
23	Арцизьський РЕМ	км	9,705				9,705
24	Таругинська дільниця Арцизьського РЕМ	км					
25	Болградський РЕМ	км	7,535				7,535
26	Ізмаїльський РЕМ	км	31,424	8,554		19,87	3
27	Ренійська дільниця Ізмаїльського РЕМ	км	4,555	2,055			2,5
28	Кілійський РЕМ	км	0,170				0,17
29	Татарбунарський РЕМ	км	0,602				0,602
30	Саратська дільниця Татарбунарського РЕМ	км	0,300				0,3
<b>ІУ,</b>	<b>РП-10(6) кВ</b>	<b>шт,</b>	<b>220</b>	<b>111</b>	<b>81</b>	<b>28</b>	<b>0</b>
1	Центральний РЕМ	шт,	42	16	18	8	
2	Південний РЕМ	шт,	55	29	19	7	
3	Північний РЕМ	шт,	45	22	16	7	
4	Чорноморський РЕМ	шт,	8	3	4	1	



№ з/п	Найменування енергооб'єктів	Од, вим.	Всього	Оцінка технічного стану мереж АТ "Одессаобленерго" станом на 01.01.2019			
				Добре	Підлягає капремонту	Підлягає реконструкції	Підлягає повній заміні
5	Б,Дністровський РЕМ	шт,	10	7	3		
6	Біляївський РЕМ	шт,	6	2	3	1	
7	Іванівський РЕМ	шт,	2	2			
8	Лиманський РЕМ	шт,	11	6	3	2	
9	Овідіопольський РЕМ	шт,	4	4			
10	Роздільнянський РЕМ	шт,	3	2	1		
11	Ананьївський РЕМ	шт,	1		1		
12	Березівський РЕМ	шт,	1	1			
13	В,Михайлівський РЕМ	шт,	6	4	2		
14	Балтський РЕМ	шт,					
15	Подільський РЕМ	шт,					
16	Кодимський РЕМ	шт,					
17	Окнянський РЕМ	шт,	1	1			
18	Любошівський РЕМ	шт,					
19	Миколаївський РЕМ	шт,					
20	Савранський РЕМ	шт,	1		1		
21	Захарівський РЕМ	шт,					
22	Ширяївський РЕМ	шт,					
23	Арцизьський РЕМ	шт,	3		3		
24	Таругинська дільниця Арцизьського РЕМ	шт,					
25	Болградський РЕМ	шт,	2	2			
26	Ізмаїльський РЕМ	шт,	11	3	6	2	
27	Ренійська дільниця Ізмаїльського РЕМ	шт,	4	3	1		
28	Кілійський РЕМ	шт,	2	2			
29	Татарбунарський РЕМ	шт,					
30	Саратська дільниця Татарбунарського РЕМ	шт,	2	2			
<b>УІ,</b>	<b>ТП-10(6)/0,4 кВ</b>	<b>шт,</b>	<b>9104</b>	<b>5207</b>	<b>3203</b>	<b>694</b>	<b>0</b>
1	Центральний РЕМ	шт,	470	225	206	39	
2	Південний РЕМ	шт,	580	327	209	44	
3	Північний РЕМ	шт,	347	243	78	26	
4	Чорноморський РЕМ	шт,	169	97	60	12	
5	Б,Дністровський РЕМ	шт,	570	324	201	45	
6	Біляївський РЕМ	шт,	485	275	172	38	



№ з/п	Найменування енергооб'єктів	Од, вим.	Всього	Оцінка технічного стану мереж АТ "Одессаобленерго" станом на 01.01.2019			
				Добре	Підлягає капремонту	Підлягає реконструкції	Підлягає повній заміні
7	Іванівський РЕМ	шт,	249	143	88	18	
8	Лиманський РЕМ	шт,	464	264	165	35	
9	Овідіопольський РЕМ	шт,	352	202	124	26	
10	Роздільнянський РЕМ	шт,	332	188	118	26	
11	Ананьівський РЕМ	шт,	213	121	75	17	
12	Березівський РЕМ	шт,	260	148	92	20	
13	В,Михайлівський РЕМ	шт,	257	147	90	20	
14	Балтський РЕМ	шт,	302	174	106	22	
15	Подільський РЕМ	шт,	345	199	120	26	
16	Кодимський РЕМ	шт,	219	126	77	16	
17	Окнянський РЕМ	шт,	191	111	66	14	
18	Любошівський РЕМ	шт,	254	146	89	19	
19	Миколаївський РЕМ	шт,	186	107	65	14	
20	Савранський РЕМ	шт,	174	99	61	14	
21	Захарівський РЕМ	шт,	162	93	57	12	
22	Ширяївський РЕМ	шт,	274	158	96	20	
23	Арцизьський РЕМ	шт,	271	156	95	20	
24	Тарутинська дільниця Арцизьського РЕМ	шт,	218	126	76	16	
25	Болградський РЕМ	шт,	292	168	102	22	
26	Ізмаїльський РЕМ	шт,	425	243	149	33	
27	Ренійська дільниця Ізмаїльського РЕМ	шт,	175	100	62	13	
28	Кілійський РЕМ	шт,	311	179	108	24	
29	Татарбунарський РЕМ	шт,	231	132	81	18	
30	Саратська дільниця Татарбунарського РЕМ	шт,	326	186	115	25	





## 20. ОЦІНКА ВІДПОВІДНОСТІ ПАРАМЕТРІВ КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ РОЗРАХУНКОВИМ РІВНЯМ СТРУМІВ КЗ., В Т.Ч. І НОРМАТИВНОЇ ШВИДКОСТІ ВІДНОВЛЕННЯ НАПРУГИ НА КОНТАКТАХ ВИМИКАЧІВ

На підстанціях 110 кВ АТ "Одесаобленерго" встановлено оливні та елегазові вимикачі 110 кВ і оливні та вакуумні вимикачі 35 кВ.

Оскільки перевірка нормативної швидкості відновлення напруги виконується тільки для повітряних вимикачів, то для обладнання, що встановлене на підстанціях АТ "Одесаобленерго" таку перевірку виконувати не потрібно.

Аналіз існуючих рівнів струмів КЗ (Табл. 27) показав, що всі вимикачі, які встановлені в мережі 35-110 кВ, відповідають рівням струмів КЗ та не потребують заміни. Однак необхідно зазначити, що значна кількість вимикачів є масляними, які є морально та фізично застарілими та потребують поступової заміни.

Табл. 27. Фактичні струми короткого замикання на ПС 110 кВ (згідно даних АТ "Одесаобленерго")

Назва підстанції	Номинальний струм відключення КЗ, кА	Існуючі струми КЗ, кА	
		Однофазний	Трифазний
ПС Амбарове			
110 кВ	20	2,22	2,63
35 кВ	10	-	1,43
ПС Ананьїв			
110 кВ	20	2,59	3,03
35 кВ	10; 6,6	-	1,98
ПС Аркадія			
110 кВ	40	11,53	12,76
ПС Артилерійська			
110 кВ	40	15,07	16,42
ПС Арциз			
110 кВ	40	13,49	12,21
35 кВ	31,5; 25; 16,5; 16	-	5,33
ПС Балта			
110 кВ	20	4,08	5,12
35 кВ	12,5; 10	-	3,05
ПС Березівка			
110 кВ	31,5	4,18	4,12
35 кВ	10	-	2
ПС Б.Дністровськ			
110 кВ	20	3,56	4
ПС Біляївка			
110 кВ	20	10,12	10,81
35 кВ	12,5	-	5,3
ПС Борщі			
110 кВ	31,5	7,39	7,64
35 кВ	12,5; 10; 6	-	2,31
ПС Донська			
110 кВ	25	4,06	3,99
ПС ГРЕС			
110 кВ	40	14	13,59
ПС Ісаєве			
110 кВ	25	2,39	2,83



Назва підстанції	Номінальний струм відключення КЗ, кА	Існуючі струми КЗ, кА		
		Однофазний	Трифазний	
35 кВ	10; 6,6	-	1,05	
ПС Канал				
110 кВ	18,4	10,28	12,09	
35 кВ		-	9,77	
ПС Кароліно				
110 кВ	25	3,86	4,6	
ПС Кр.Окни				
110 кВ	31,5	4,03	5,28	
35 кВ	13; 10; 6,6	-	2,26	
ПС Кримська				
110 кВ	-	11,33	11,97	
ПС Кучургани				
110 кВ	-	5,61	7	
35 кВ	12,5	-	2,11	
ПС Лузанівка				
110 кВ	-	12,15	12,5	
ПС Марсельська				
110 кВ	-	6,9	8,28	
ПС Мирне				
110 кВ	20	14,95	16,62	
35 кВ	10	-	2,36	
ПС МІЗ				
110 кВ	20	3,73	4,33	
35 кВ	20	-	3,05	
ПС Овідіополь				
110 кВ	40	4,02	5,11	
35 кВ	10	-	1,37	
ПС Олексіївка				
110 кВ	20	2,83	3,28	
35 кВ	12,5; 10	-	1,11	
ПС Орловка				
110 кВ	-	8,55	12,51	
35 кВ	20	-	2,29	
ПС Петрівка				
110 кВ	-	3,9	4,13	
35 кВ	10	-	1,31	
ПС Роздільна				
110 кВ	25	4,8	5,41	
35 кВ	20; 12,5; 10	-	2,1	
ПС Семенівка				
110 кВ	20	4,66	5,29	
35 кВ	25; 12,5; 10	-	3,2	
ПС Северна				
110 кВ	20	4,47	4,86	
35 кВ	10	-	5,24	
ПС Старокозаче				
110 кВ	40	7,98	8,55	
35 кВ	40,5	-	2,19	
ПС Суворівська				
110 кВ	40	6,9	8,62	
ПС Теплична				
110 кВ	-	6,89	9,84	
35 кВ	10	-	2,21	
ПС Теплодар				



Назва підстанції	Номінальний струм відключення КЗ, кА	Існуючі струми КЗ, кА		
		Однофазний	Трифазний	
110 кВ	40	7,77	9,52	
ПС Троїцька				
110 кВ	40	2,25	2,69	
35 кВ	10	-	1,4	
ПС Цебрикове				
110 кВ	25	1,51	2,22	
35 кВ	10	-	1,88	
ПС Чапаївська				
110 кВ	25	2,66	3,38	
35 кВ	10; 12,5	-	1,23	
ПС Ш. Балка				
110 кВ	-	6,89	8,79	
35 кВ	10	-	2,28	
ПС Лиманчик				
110 кВ	20; 25	13,81	14,71	
ПС Епсілон				
110 кВ	25	12,41	12,72	
ПС Застава				
110 кВ	40	14,83	17,63	
35 кВ	20	-	5,8	
ПС Чумка				
110 кВ	40	15,61	17,1	
35 кВ	16,5	-	н.д.	
ПС Київська				
110 кВ	25	13,38	16,4	
ПС Кіровська				
110 кВ	40	22,97	23,19	
ПС Ленінська				
110 кВ	-	13,88	15,5	
ПС ЮЗР				
110 кВ	-	12,41	14,32	
ПС Іллічівськ				
110 кВ	20	4,71	5,56	
35 кВ	10; 25	-	3,43	
ПС М. Долина				
110 кВ	31,5	6,93	8,34	
ПС Чорноморка				
110 кВ	-	6,37	7,49	
ПС Таїрово				
110 кВ	40	10,2	11,01	
ПС Білолісся				
110 кВ	20	2,18	3,28	
35 кВ	10; 25	-	3,81	
ПС Бородіно				
110 кВ	25	1,4	2,2	
35 кВ	10; 20	-	1,86	
ПС Колісне				
110 кВ	25	2,94	3,25	
35 кВ	10; 20	-	2,87	
ПС Михайлівка				
110 кВ	25	3,81	4,44	
35 кВ	10	-	3,01	
ПС Ізмаїл				
110 кВ	20; 25	3,4	3,23	



Назва підстанції	Номінальний струм відключення КЗ, кА	Існуючі струми КЗ, кА	
		Однофазний	Трифазний
35 кВ	10; 20	-	2,38
ПС Рені			
110 кВ	40	3,32	3,58
ПС Утконосівка			
110 кВ	25	3,32	3,58
ПС Еталон			
110 кВ	20	2,93	3,41
35 кВ	10	-	2,94
ПС Болград			
110 кВ	40	8,06	8,58
35 кВ	20	-	3,45
ПС Буджак			
110 кВ	20	2,67	3,56
35 кВ	10	-	1,33
ПС Залізничне			
110 кВ	40	5,96	6,5
35 кВ	12,5	-	3,32
ПС Коса			
110 кВ	20	2,86	3,66
35 кВ	10; 12,5	-	2,81
ПС Кілія			
110 кВ	40	4,34	4,33
35 кВ	10; 20	-	3,08
ПС Приморське			
110 кВ	-	1,57	2,25
35 кВ	10	-	1,92
ПС Струмок			
110 кВ	20	3,67	4,41
35 кВ	10	-	2,04
ПС Суворово			
110 кВ	20	1,72	1,82
35 кВ	10	-	1,81
ПС Червоний Яр			
110 кВ	25	3,62	4,08
35 кВ	10	-	2,06



## 21. ПООБ'ЄКТНИЙ ПЕРЕЛІК ПРОЕКТІВ З НОВОГО БУДІВНИЦТВА, РЕКОНСТРУКЦІЇ ТА ТЕХНІЧНОГО ПЕРЕОСНАЩЕННЯ ЕНЕРГООБ'ЄКТІВ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ 20-110 КВ

### 21.1. Обґрунтування необхідності впровадження заходів плану розвитку системи розподілу по об'єктах 20 кВ та вище

#### 21.1.1. Аналіз переведення мереж 6-10 кВ на клас напруги 20 кВ

З метою створення технічно та економічно обґрунтованого прогнозу розвитку мереж Компанії визначені необхідні обсяги нового будівництва, реконструкції та модернізації електричних мереж 6-110 кВ АТ "Одесаобленерго", було визначено основні першочергові заходи, які дозволять покращити надійність електропостачання споживачів в проблемних зонах.

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

Використання мереж напругою 20 кВ має ряд переваг. Однією з основних переваг є збільшення пропускної здатності ліній електропередач. Пропускную здатність лінії середньої напруги можна представити:

$$S = \sqrt{3}U_{\text{ном}}JF$$

де  $S$  – потужність передачі;  $U_{\text{ном}}$  – номінальна напруга лінії;  $J$  – щільність струму,  $F$  – площа поперечного перерізу проводу.

Якщо площа поперечного перерізу проводу однакова  $F_{10} = F_{20}$  або  $F_6 = F_{20}$ , то можна стверджувати, що:

$$\frac{S_{20}}{S_{10}} = \frac{\sqrt{3}U_{20}JF}{\sqrt{3}U_{10}JF} = \frac{20}{10} = 2$$

$$\frac{S_{20}}{S_6} = \frac{\sqrt{3}U_{20}JF}{\sqrt{3}U_6JF} = \frac{20}{6} = 3,3$$

В такому разі, очевидно, що пропускна здатність мережі 20 кВ в 2 рази більша за пропускную здатність мереж 10 кВ та в 3,3 рази більша за пропускную здатність мереж 6 кВ.

При виборі мереж 20 кВ суттєво змінюється номінальна потужність трансформатора. В таблиці представлено співставлення параметрів різних двообмоткових трансформаторів, де  $U_k$  – напруга короткого замикання;  $\Delta P_{\text{к.з.}}$  – втрати короткого замикання.

**Табл. 28. Параметри двообмоткових трансформаторів**

Клас напруги	$U_k, \%$	$\Delta P_{\text{к.з.}}, \text{кВт}$	Максимальна потужність, МВА
110/10	11	400	125
110/20	10,5	900	400
220/10	11	380	125
220/20	12,5	1200	630



З таблиці видно, що максимальна потужність трансформатора суттєво не змінюється при збільшенні напруги на первинній обмотці. Збільшення напруги на вторинній обмотці з 10 кВ до 20 кВ призводить до зростання потужності більше ніж у три рази. Ще однією перевагою використання мереж 20 кВ є зменшення падіння напруги в лінії. Якщо падіння напруги представити рівнянням:

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U^2}$$

тоді при однаковому навантаженні:

$$\frac{\Delta U_{10}}{\Delta U_{20}} = \frac{U_{20}^2}{U_{10}^2} = \frac{400}{100} = 4$$

$$\frac{\Delta U_6}{\Delta U_{20}} = \frac{U_{20}^2}{U_6^2} = \frac{400}{36} = 11,1$$

Таким чином падіння напруги в лінії зменшується в 4 рази при переході від 10 до 20 кВ (в 11 раз при переході в 6 кВ до 20 кВ) при незмінному навантаженні, що свідчить про покращення якості напруги.

Що стосується втрат потужності у лінії, то:

$$\Delta P = 3I^2R$$

Якщо прийняти, що навантаження в мережі 6-10 кВ і 20 кВ однакові, в такому разі:

$$\frac{\Delta P_{10}}{\Delta P_{20}} = \frac{\frac{S_{10}^2}{U_{10}^2} R}{\frac{S_{20}^2}{U_{20}^2} R} = \frac{U_{20}^2}{U_{10}^2} = \frac{400}{100} = 4$$

$$\frac{\Delta P_6}{\Delta P_{20}} = \frac{\frac{S_6^2}{U_6^2} R}{\frac{S_{20}^2}{U_6^2} R} = \frac{U_{20}^2}{U_6^2} = \frac{400}{36} = 11,1$$

Тобто втрати потужності, як і падіння напруги в лінії, зменшуються в 4 рази при виборі мережі 20 кВ відносно мережі 10 кВ, та 11 раз відносно мережі 6 кВ.

Для оцінки витрат на кольорові метали при використанні напруги 20 кВ припустимо, що щільність струму  $J$  – постійна, а площа поперечного перерізу змінюється відповідно до  $U_{\text{ном}}$  і дорівнює:

$$F = \frac{S}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}J}$$

Отже

$$\frac{F_{10}}{F_{20}} = \frac{U_{20}}{U_{10}} = \frac{20}{10} = 2$$

$$\frac{F_6}{F_{20}} = \frac{U_{20}}{U_6} = \frac{20}{6} = 3,3$$

Із співвідношення видно, що використання кольорових металів зменшується в 2 рази (3,3 рази при переході з 6 кВ) і, відповідно, затрати на будівництво нових мереж 20 кВ зменшуються.

Таким чином, запровадження мереж напругою 20 кВ дозволяє краще оптимізувати режим електропостачання, покращити структуру і здатність живлення розподільчих мереж, знизити щільність навантаження ліній та підстанцій, зменшити використання земельних ресурсів необхідних для підстанцій, знизити втрати потужності та використання кольорових металів, покращити якість напруги, при стрімкому збільшенні навантаження.



АТ "Одесаобленерго" розроблено ТЕО "Реконструкція електричних мереж Південного РЕМ ПАТ "Одесаобленерго" з переведенням класу напруги 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ у м. Одеса". Відповідно до виконаної роботи в період 2020-2024 рр. передбачено будівництво нової ПС 110/20 кВ "Чубаївка" з прив'язкою по мережі 110 кВ шляхом будівництва КЛ 110 кВ Чумка – Чубаївка і ЮЗР – Чубаївка та заміна трансформаторів на ПС 110 кВ "ЮЗР" на трансформатори 110/20/10 кВ потужністю 63 МВА (витрати на будівництво наведені в розділі 21.1 Плану).

Пооб'єктний перелік витрат на переведення мереж 10 кВ на клас напруги 20 кВ наведено в Табл. 29.

**Табл. 29. Пооб'єктний перелік витрат на переведення мереж 10 кВ на клас напруги 20 кВ**

Найменування об'єкта	Наявність проекту	Рік виконання реконструкції	Вартість, млн. грн з ПДВ
КЛ-10 кВ ПС ЮЗР - ТП 2032	РП-2017	2020	1.68
КЛ-10 кВ ПС ЮЗР - РП Космонавтів	РП-2017	2020	0.60
КЛ-10 кВ РП Стрельбіщний - ТП 2021	Відсутня	2023	2.25
КЛ-10 кВ ТП 2021-ТП 2045	Відсутня	2023	0.60
КЛ-10 кВ ТП 2045 - ТП 2077	Відсутня	2023	1.05
КЛ-10 кВ ТП 2077 - ТП 2032	Відсутня	2022	0.69
КЛ-10 кВ ЮЗР - ТП 2293	Відсутня	2023	2.85
КЛ-10 кВ ТП 2293 - ТП 2423	Відсутня	2023	0.12
КЛ-10 кВ ТП 2423 - ТП 2041	Відсутня	2023	1.35
КЛ-10 кВ ТП 2041 - ТП 2186	Відсутня	2024	0.60
КЛ-10 кВ ТП 2186 - ТП 2559	Відсутня	2024	0.60
КЛ-10 кВ ТП 2559 - РП Жаботинський	Відсутня	2024	3.75
КЛ-20 кВ ЮЗР-РП Жаботинський	Відсутня	2024	5.70
КЛ-20 кВ ПС Чубаївка - РП Стрельбіщний	Відсутня	2022	2.55
КЛ-20 кВ ПС Чубаївка - РП Люстдорф	Відсутня	2024	0.74
КЛ 10 кВ ПС ЮЗР -ТП-991	РП-2017	2021	3.36
КЛ 10 кВ ПС ЮЗР - РП Чорноморський	РП-2017	2022	6.00
КЛ 10 кВ ПС ЮЗР - РП Комарова	РП-2017	2022	7.50
КЛ 10 кВ ПС ЮЗР - РП Якіра	РП-2017	2021	6.00
ТП 2032	Відсутня	2022	0.60
ТП 2077	Відсутня	2023	0.60
ТП 2045	Відсутня	2023	0.60
ТП 2021	Відсутня	2023	0.60
ТП 2559	Відсутня	2024	0.60
ТП 2186	Відсутня	2024	0.60
ТП 2041	Відсутня	2023	0.60
ТП 2423	Відсутня	2023	0.60
ТП 2293	Відсутня	2023	0.60
ТП 991	РП-2017	2021	0.60
РП Стрельбіщний	РП-2017	2022	6.00
РП Чорноморський	РП-2017	2021	6.00
РП Комарова	РП-2017	2022	6.00
РП Якіра	РП-2017	2021	6.00
РП Космонавтів	РП-2017	2021	6.00
<b>Всього на 2020 рік:</b>			<b>2,28</b>
<b>Всього на 2021 рік:</b>			<b>27,96</b>
<b>Всього на 2022 рік:</b>			<b>29,34</b>
<b>Всього на 2023 рік:</b>			<b>11,82</b>



Найменування об'єкта	Наявність проекту	Рік виконання реконструкції	Вартість, млн. грн з ПДВ
Всього на 2024 рік:			12,59
Всього на період 2020-2024 рр.			83,99

Перспективна карта-схема переведеної на клас напруги мережі 20 кВ наведена на Рис. 4.

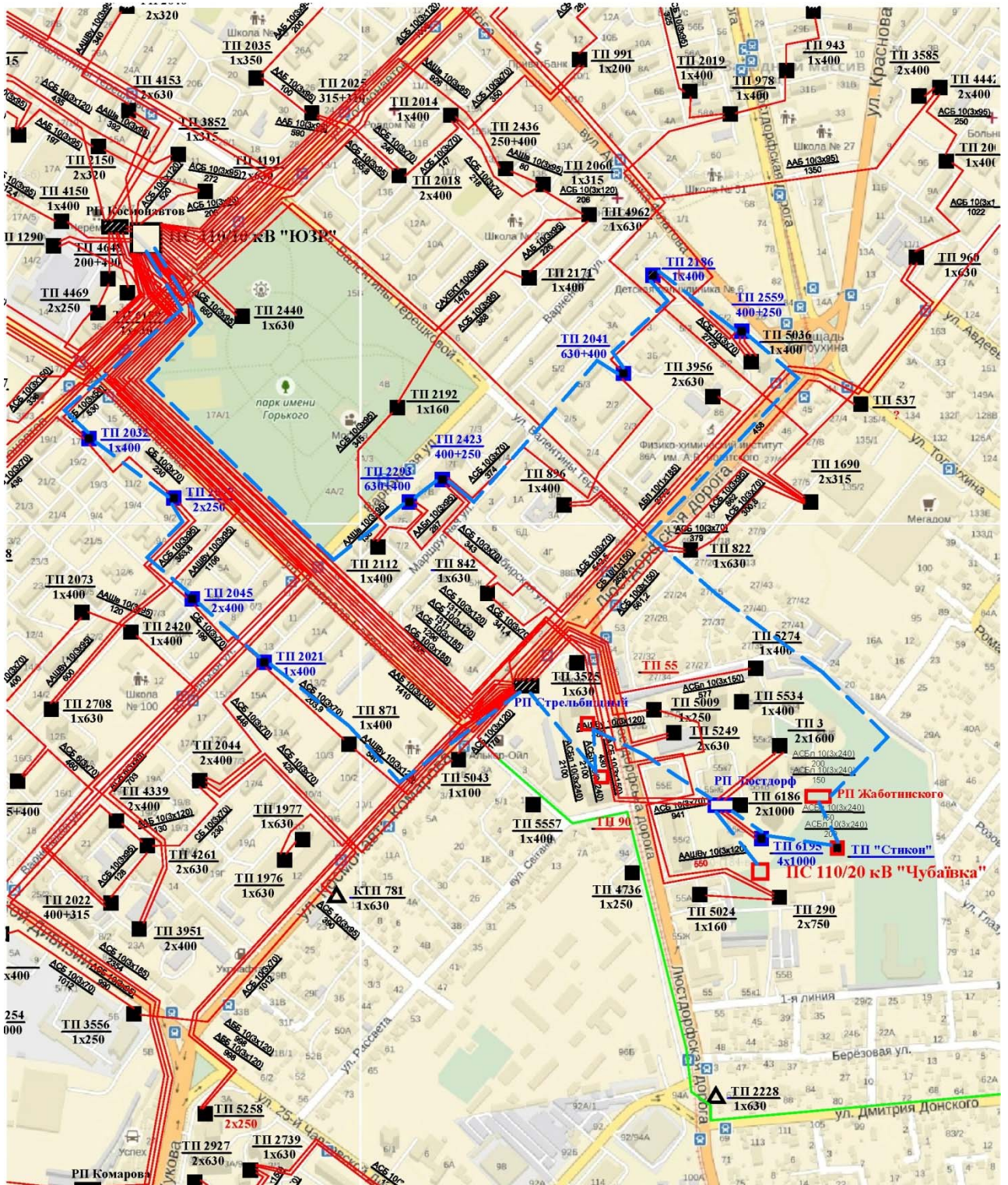


Рис. 4. Перспективна карта-схема мереж 20 кВ.

Схема переведеної на клас напруги мережі згідно ТЕО наведена на Рис. 5.

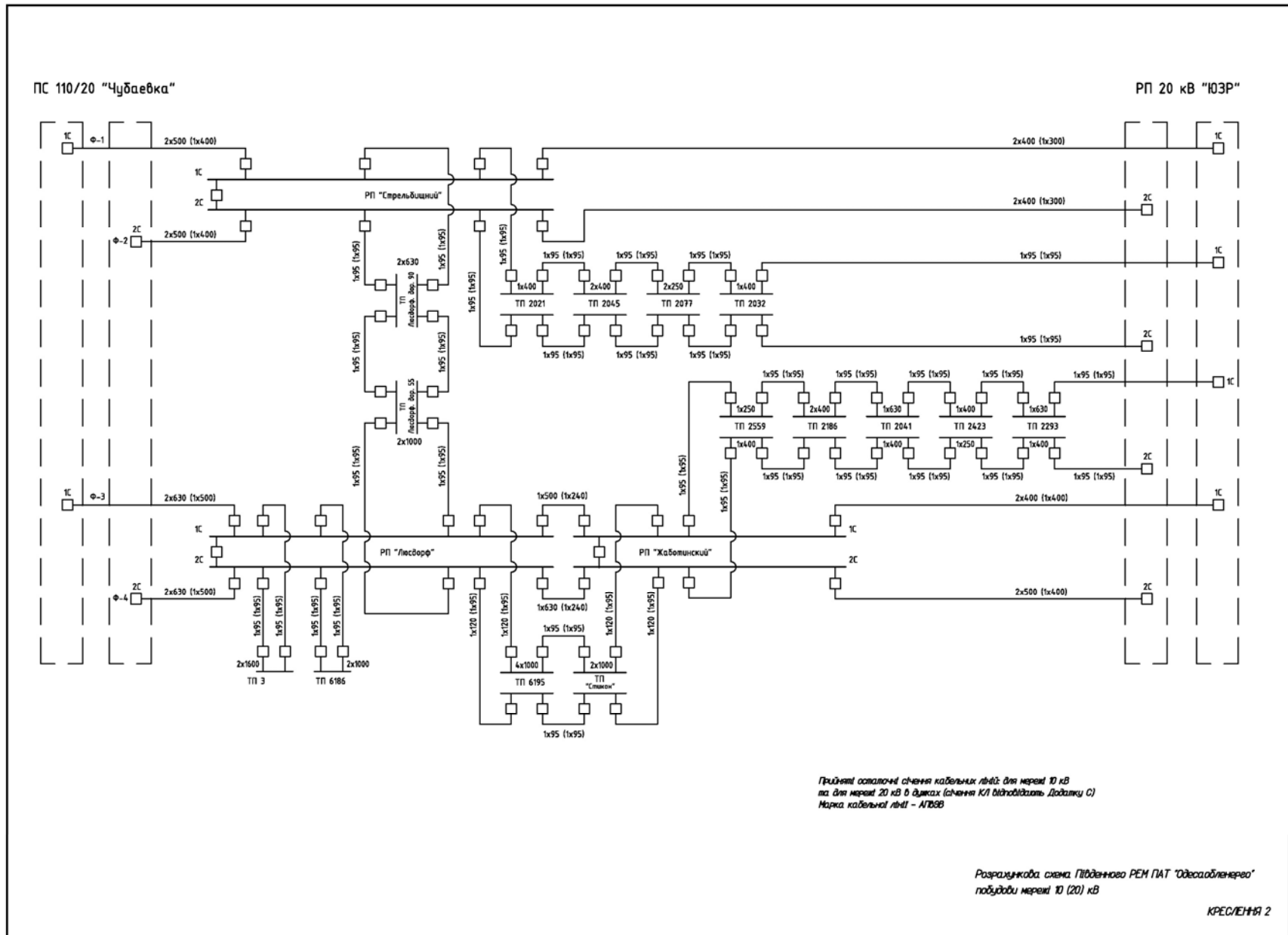


Рис. 5. Схема перспективних мереж 20 кВ.



## 21.1.2. Реконструкція ПС 110 кВ "Суворівська"

Наразі потужні споживачі ПС 35 кВ "Ліски", ПС 35 кВ "Красносілка", ПС 35 кВ "Холодмаш" та ПС 35 кВ "Свердлово" отримують живлення від ПС 110/35/27/10 кВ "Куліндрово", що знаходиться у власності АТ "Українська Залізниця".

На ПС 110 кВ "Куліндрово" встановлено два трансформатори 110/35/27 кВ потужністю 40 та 25 МВА та два трансформатори 35/10 кВ потужністю по 6,3 МВА.

При цьому навантаження ПС 110 кВ "Куліндрово" в зимовий замірний день 2018 року о 17:00 год склало  $37,6+j18,6$  МВА, з них  $19,2+j13,4$  МВА – навантаження ПС 35 кВ "Ліски", ПС 35 кВ "Красносілка", ПС 35 кВ "Холодмаш" та ПС 35 кВ "Свердлово". Таким чином в деяких ремонтних режимах, або при перевантаженні трансформаторів на ПС 110 кВ "Куліндрово", АТ "Українська залізниця" вимушена обмежувати споживачів АТ "Одесаобленерго" для уникнення перевантаження власних трансформаторів. При цьому природній приріст навантажень погіршуватиме обмеження по трансформаторній потужності ПС 110 кВ "Куліндрово".

Зазначена ситуація також обмежує можливості АТ "Одесаобленерго" у проведенні ремонтної компанії по мережі 35 кВ.

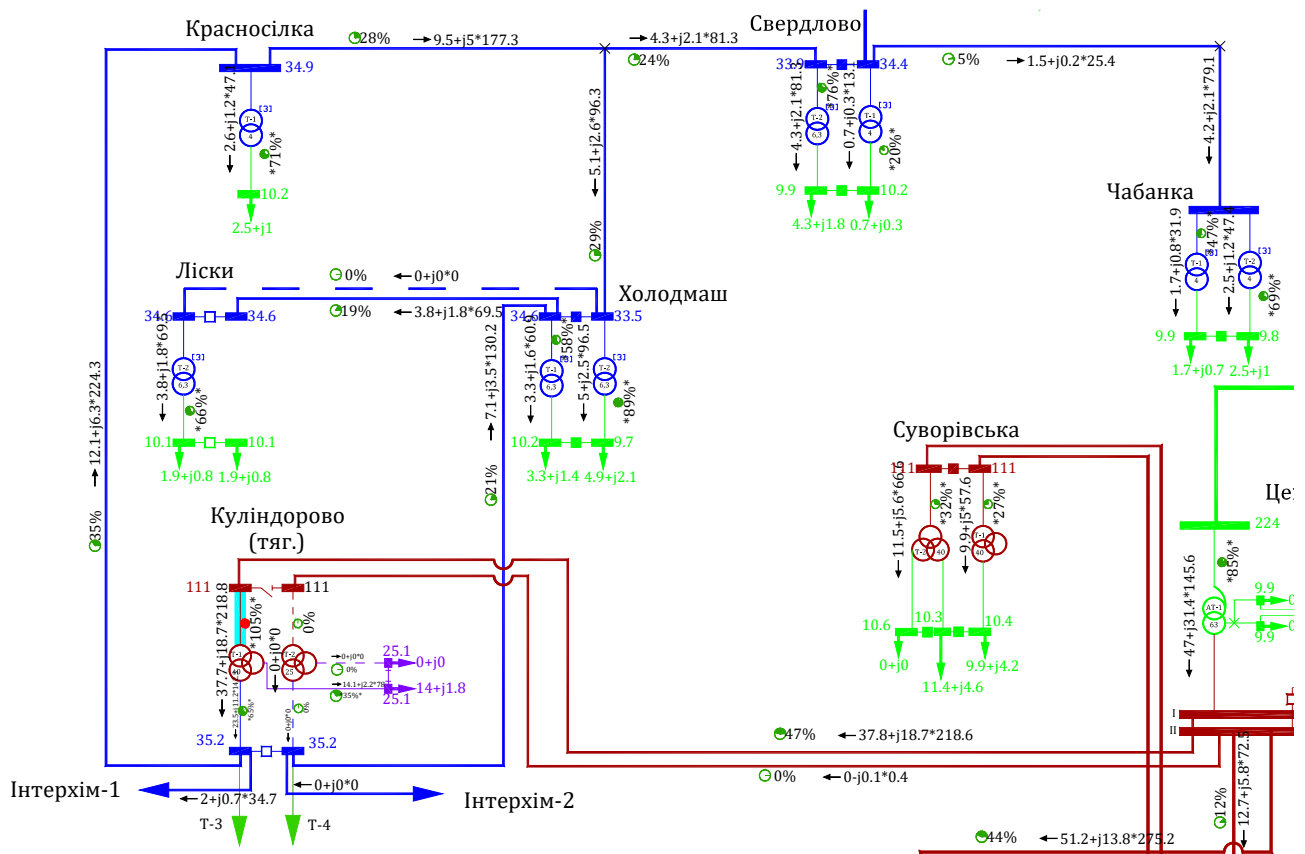


Рис. 6. Нормальний режим роботи мережі ПС 110 кВ "Куліндрово". Максимум зимових навантажень 2018 року.

Наразі найбільш оптимальним варіантом вирішення зазначеної проблеми є заведення навантаження ПС 35 кВ "Ліски", ПС 35 кВ "Красносілка", ПС 35 кВ "Холодмаш" та ПС 35 кВ "Свердлово" на живлення від ПС 110 кВ "Суворівська", на



якій встановлено один трансформатор 110/35/10 кВ та один трансформатор 110/10/10 кВ потужністю по 40 МВА кожен.

Таким чином передбачається реконструкція ПС 110 кВ "Суворівська" зі спорудженням КРПЗ 35 кВ, заміною Т-2 на трансформатор 110/35/10 кВ потужністю 40 МВА та реконструкцію РУ 10 кВ (в зв'язку з підключенням триобмоткового трансформатора взамін трансформатора з розщепленим обмотками). В КРПЗ 35 кВ ПС 110 кВ "Суворівська" передбачається заведення ПЛ 35 кВ Свердлово – Холодмаш, траса якої проходить неподалік від ПС 110 кВ "Суворівська". Остаточний перехід від живлення від ПС 110 кВ "Куліндорове" можливий після будівництва ПС 110 кВ "Олександрівка", після будівництва якої ПС 110 кВ "Суворівська" буде перепідключена в ПЛ 35 кВ Куліндорове – Холодмаш (стор. 113).



**Рис. 7. Ситуаційний план спорудження заходів ПЛ 35 кВ Свердлово – Холодмаш на ПС 110 кВ "Суворівська".**

Потокорозподіл мережі 35 кВ після проведення реконструкції показано на **Рис. 8**.

Як видно з потокорозподілу мережі реконструкція ПС 110 кВ "Суворівська" з утворенням РУ 35 кВ забезпечує розвантаження ПС 110 кВ "Куліндорове", що в свою чергу забезпечуватиме безперебійне живлення ПС 35 кВ "Ліски", ПС 35 кВ "Красносілка", ПС 35 кВ "Холодмаш" та ПС 35 кВ "Свердлово".





### 21.1.3. Будівництво ПС 110/20 кВ "Аеропортівська"

Згідно Генерального плану м. Одеса до 2030 року сельбищна зона міста доповнюється новим житловим районом «Аеропортівський». Житловий район «Аеропортівський» створюється за рахунок освоєння території колишнього аеродрому «Шкільний», територій зайнятих комунальними об'єктами, а також вільних територій.

Так, за інформацією з Публічної кадастрової карти України наразі відведено 75,5 га земельних ділянок для будівництва житлових будинків (Рис. 9).



Рис. 9. Ділянки, призначені для будівництва житлових будинків в районі Черемушки.

В житловому районі «Аеропортівський» планується нове житлове будівництво багатоквартирними будинками із загальною площею 1050 тис. м<sup>2</sup>.

Зважаючи на це виникає потреба в будівництві нового джерела живлення для підключення нових споживачів та забезпечення розвитку м. Одеса, а саме будівництво ПС 110/20 кВ «Аеропортівська».

Враховуючи, середню забезпеченість населення площею 18,2 м<sup>2</sup>/чол. та укрупнений показник питомого розрахункового комунально-побутового навантаження на одну людину-0,63 кВт/чол., розраховуємо орієнтовне необхідне забезпечення потужності нового району

$$P=1050000/18,2*0,63=36\ 347\ \text{кВт}\approx 36,3\ \text{МВт}$$

Для розрахунку трансформаторної потужності нової ПС 110/20 кВ "Аеропортівська", приймається коефіцієнт потужності  $\cos\varphi=0,92$ .

Повна потужність, що протікатиме трансформаторами складе:

$$S=P/\cos\varphi=36,3/0,92=39,45\ \text{МВА}$$

До встановлення приймається два трансформатора 110/20 кВ потужністю по 40 МВА кожен.

Крім того, передбачається резервування споживачів 20 кВ ПС 110 кВ "ЮЗР" від ПС 110 кВ "Аеропортівська".



Таким чином Планом розвитку системи розподілу АТ "Одесаобленерго" передбачається будівництво двотрансформаторної ПС 110/20 кВ "Аеропортівська" з двома трансформаторами 110/20 кВ потужністю по 40 МВА кожен з КРУЕ 110 кВ у складі 2-х трансформаторних, чотирьох лінійних та однієї комірки з СВ 110 кВ та спорудженням на неї заходів ЛЕП 110 кВ Таїрово – ЮЗР.

#### **21.1.4. Будівництво ПС 110/35/10 кВ "Южне Енерджи"**

Згідно ТУ від 18.01.2019 № 0818-2018-0101 на приєднання до електричних мереж АТ "Одесаобленерго" ВЕС 76,5 МВт ТОВ "Южне Енерджи" (ст. 323 в Додатку 8) передбачено будівництво ПС 110/35/10 кВ "Южне Енерджи" з двома трансформаторами 110/35/10 кВ потужністю по 40 МВА кожен. Зазначене будівництво реалізується за рахунок плати за приєднання ВЕС та забезпечить розвиток припортової зони м. Южне.

#### **21.1.5. Будівництво ПС 110/10 кВ "Червоний Хутір"**

На даний час основне живлення Київського району м. Одеси здійснюється по двоколової ПЛ-10 кВ Новоодеська – Таїрово.

Згідно аналізу поточкорозподілу в ремонтно - аварійних режимах при відключенні одного із кіл ПЛ-110 кВ Новоодеська-Таїрово має місце перевантаження по лініям 110 кВ міського кільця.

Для уникнення перевантажень ПЛ в розрахункових періодах передбачено будівництво ПС 110 кВ "Червоний Хутір" з прив'язкою по мережі 110 кВ (сполучить ПС 110 кВ "Таїрово" ще одним зв'язком з ПС 330 кВ "Новоодеська" та ПС 330 кВ "Усатово").

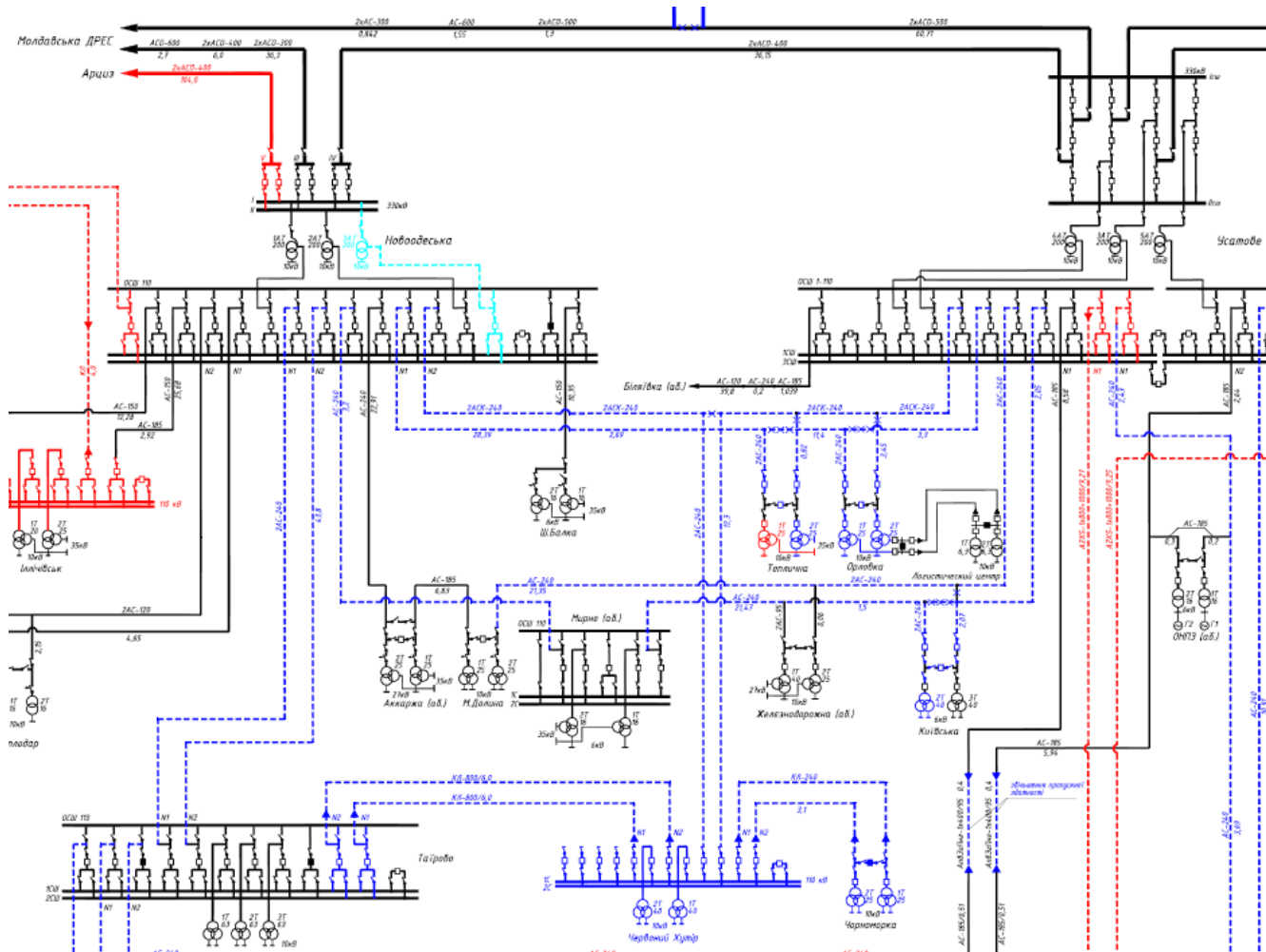
При реалізації будівництва ПС 110 кВ "Червоний Хутір" буде створено два додаткових джерела живлення для споживачів Таїровського енерговузла, оскільки ПС 110 кВ "Червоний Хутір" підключатиметься шляхом спорудження заходів ПЛ 110 кВ Новоодеська – Усатове. За такої схеми буде утворено дві ЛЕП 110 кВ: Новоодеська – Червоний Хутір – Таїрове та Усатове – Червоний Хутір – Таїрове, та перепідключення навантаження ПС 110 кВ «Чорноморка» від шин ПС 110 кВ «Червоний Хутір» що значно підвищить надійність живлення споживачів Таїровського енерговузла в аварійних та ремонтно-аварійних режимах роботи мережі.

Місце розміщення майданчика для будівництва підстанції знаходиться поблизу проходження траси відгалужень від ПЛ 110 кВ Н. Одеська – Таїрово на ПС "Чорноморка".

Схему приєднання ПС 110/10 кВ "Червоний Хутір" передбачається організувати наступним чином (**Рис. 10**):

- спорудити дві КЛ 110 кВ Таїрове – Червоний Хутір 1, 2 довжиною орієнтовно 6 км;
- перевести живлення ПС "Чорноморка" на шини 110 кВ підстанції "Червоний Хутір" двома ЛЕП 110 кВ довжиною 3,1 км;
- спорудити "захід-вихід" ПЛ 110 кВ Н. Одеська – Усатове 2 довжиною по трасі 12,3 км.





**Рис. 10. Схема приєднання ПС 110 кВ "Червоний Хутір" (фрагмент зі Схеми розвитку електричних мереж 35 кВ та вище м. Одеса на період 2016-2025 рр.).**

Згідно містобудівної документації на території Гаїровської селищної ради планується забудова вільних територій житловими масивами «Дайберг», «Райдужний» (розширення), «Червоний Хутір» (розширення), тощо. При цьому одноквартирна (садибна та блокована) забудова планується загальною площею 190 тис м<sup>2</sup> та багатоквартирними будинками загальною площею 450 тис. м<sup>2</sup>.

Враховуючи, середню забезпеченість населення площею 18,2 м<sup>2</sup>/чол. та укрупнений показник питомого розрахункового комунально-побутового навантаження на одну людину-0,63 кВт/чол., розраховуємо орієнтовне необхідне забезпечення потужності нових мікрорайонів:

$$P = (190000 + 450000) / 18,2 * 0,63 = 22\,154 \text{ кВт} \approx 22 \text{ МВт}$$

Також на ПС «Червоний Хутір» планується перепідключити частину існуючого навантаження, а саме навантаження по ПЛ-10 кВ Дайберг – 2,2 МВт та ПЛ-10 кВ Сухий Лиман – 0,9 МВт. Таким чином перспективне навантаження ПС 110 кВ "Червоний Хутір" складе 25,1 МВт

Для розрахунку трансформаторної потужності нової ПС 110/10 кВ "Червоний Хутір", приймається коефіцієнт потужності  $\cos\phi = 0,92$ .

Повна потужність, що протікатиме трансформаторами складе:

$$S = P / \cos\phi = 25,1 / 0,92 = 27,3 \text{ МВА}$$

Більш детальний розрахунок необхідної потужності буде виконаний після розробки забудовниками детальних планів забудови.



### 21.1.6. Будівництво ПС 110/35/10 кВ "Олександрівка"

У рамках виконання районної комплексної "Програми забезпечення містобудівної документації населених пунктів Лиманського району на 2012-2015 роки" розроблено Генеральний план с. Олександрівка (Рис. 12).

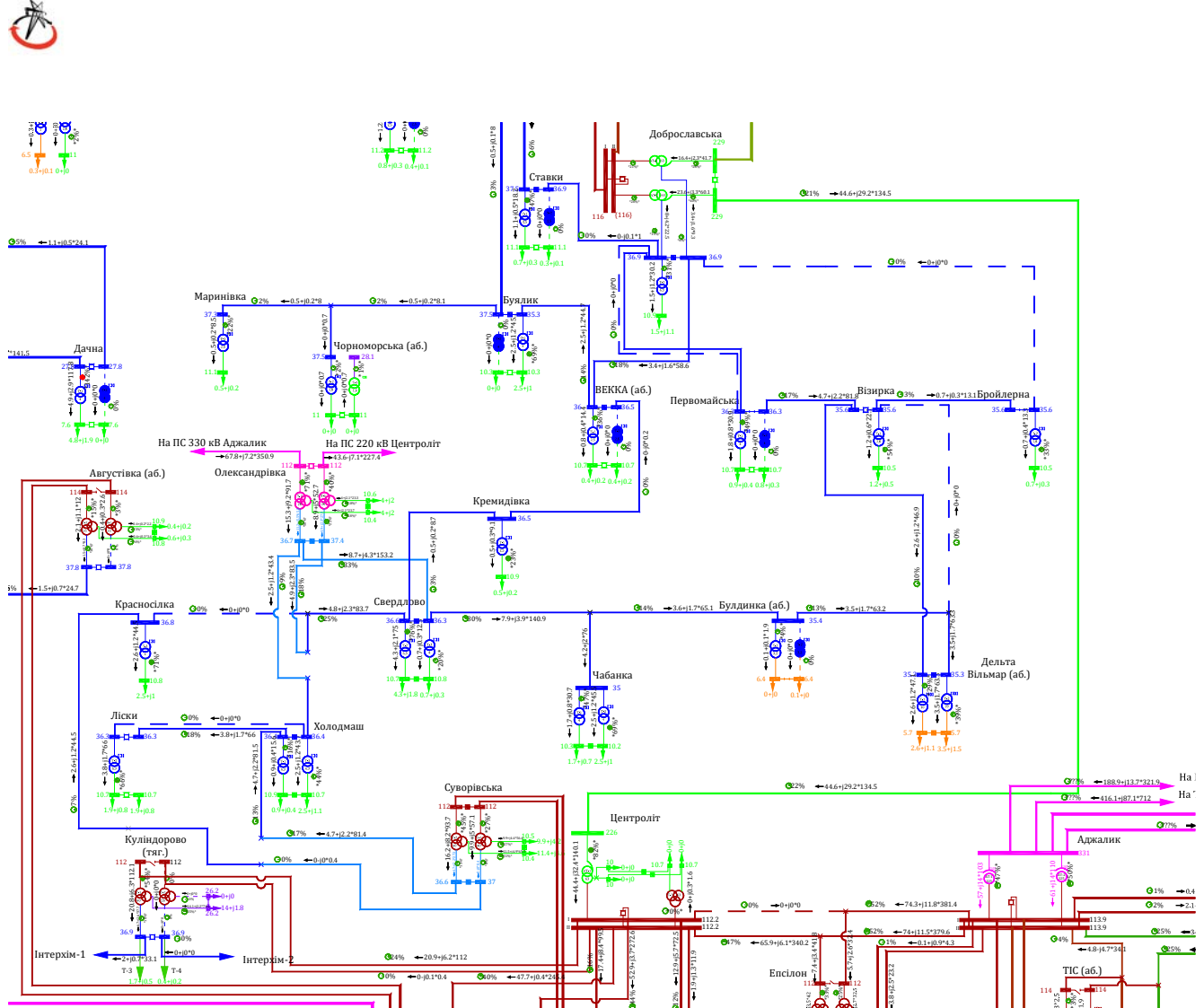
Згідно зазначеної містобудівної документації передбачається великий обсяг житлового будівництва та розвитку інфраструктури. Величина навантажень нових споживачів очікується на рівні 10 МВт.

На сьогодні частина споживачів Лиманського району сумарною потужністю близько 12 МВт (с. Олександрівка, Красносілка, Світле та ін.) живляться по лініях 10 кВ від шин підстанцій 35/10 кВ "Холодмаш" і "Красносілка", які, у свою чергу, приєднані до шин 35 кВ тягової підстанції 110/35/27 кВ "Куліндорово" (регіональна філія "Одеська залізниця" АТ "Українська залізниця"). З метою забезпечення достатнього рівня резервування зазначених споживачів у ремонтних режимах передбачається заживити їх від нової ПС 110/35/10 кВ "Олександрівка".

Крім цього будівництво ПС 110 кВ "Олександрівка" забезпечить повне переведення живлення ПС 35 кВ АТ "Одесаобленерго" з ПС 110 кВ "Куліндрово" (РФ "Одеська залізниця") на ПС 110 кВ "Суворівська" та ПС 110 кВ "Олександрівка".

По мережі 35 кВ ПС 110 кВ "Олександрівка" буде підключена наступним чином (Рис. 11):

- спорудження заходів ПЛ 35 кВ Свердлово – Холодмаш на ПС 110 кВ "Олександрівська";
- перепідключення ПС 110 кВ "Суворівська" з ПЛ 110 кВ Свердлово – Холодмаш на ПЛ 110 кВ Куліндорово – Холодмаш;
- організація замикання ПЛ 35 кВ Суворівська – Куліндорово і ПЛ 35 кВ Куліндорово – Красносілка (утворення ПЛ 35 кВ Суворівська – Красносілка);
- будівництво ПЛ 35 кВ Олександрівка – Свердлово № 2 (можливо з використанням існуючої траси лінії і опор ПЛ 35 кВ Олександрівка – Свердлово).



**Рис. 11. Потокорозподіл мережі після будівництва ПС 110 кВ "Олександрівська".**

Сумарна величина навантаження підстанції "Олександрівка" на 2024 рік складатиме близько 24,2 МВт, що вказує на необхідність встановлення на зазначеній підстанції силових трансформаторів 110/35/10 кВ потужністю не менш ніж 2x25 МВА. Приєднання підстанції до електричної мережі передбачається за схемою "захід-вихід" від одного з кіл ПЛ 110 кВ Аджалік – Центроліт 1, 2, у зв'язку з чим РУ 110 кВ ПС "Олександрівка" передбачається виконати за схемою "одна робоча, секціонована вимикачем, система шин", враховуючи технічну політику АТ "Одесаобленерго".





Рис. 12. Генеральний план с. Олександрівка





### 21.1.7. Будівництво КЛ 110 кВ Маразліївська – Чумка

Згідно "Схеми розвитку електричних мереж 35 кВ та вище м. Одеса на період 2011-2016 рр." приєднання ПС 110/6 кВ "Маразліївська" до електричної мережі 110 кВ м. Одеси передбачалося кабельними лініями 110 кВ за схемою "захід-вихід" від існуючої ПЛ 110 кВ Усатове-Центроліт та з будівництвом двох КЛ 110 кВ до ПС 110 кВ ОТЕЦ.

На нараді під головуванням Міністра енергетики та вугільної промисловості України Бойко Ю. А. від 27.12.2011 року прийнято рішення щодо необхідності виконання реконструкції ВРУ 110 кВ ОТЕЦ з будівництвом на існуючому вільному майданчику осередків для заведення нових ліній, утворених за рахунок розрізу ПЛ 110 кВ Усатове-Центроліт або ЛЕП Усатове-Маразліївська.

При виконанні детального дослідження траси проходження КЛ 110 кВ від врізки в ПЛ 110 кВ Усатове-Центроліт до ПС 110/6 кВ "Маразліївська" були виявлені проблеми з трасою прокладання КЛ, тому було вибрано і погоджено з усіма зацікавленими організаціями живлення ПС 110 кВ "Маразліївська" від ПС 330 кВ "Усатове" двома КЛ 110 кВ.

Траса КЛ 110 кВ Усатове – Маразліївська 1, 2 значно віддалена від "ОТЕЦ", тому виконання "заходу-виходу" обох ліній або однієї з них на ВРУ 110 кВ Одеської ТЕЦ вважається за недоцільне.

Крім того, при детальному опрацюванні траси КЛ 110 кВ від КРУЕ 110 кВ ПС 110 кВ "Маразліївська" до "ОТЕЦ" виявлено наступне:

- траса КЛ проходить по вулицях м. Одеси по генеральному напрямку на північний захід. Цей напрямок характеризується наявністю центральної історичної частини м. Одеси (ділянка траси КЛ від ПС "Маразліївська" до вул. Балківська) та щільної промислової зони (ділянка траси КЛ від вул. Балківська до Одеської ТЕЦ). Територія насичена підземними інженерними комунікаціями;
- орієнтовна довжина траси КЛ складає орієнтовно 6,0 км, проте остаточний напрямок і довжина траси КЛ буде визначатися Управлінням архітектури та містобудування Одеської міської ради при розробці містобудівних умов та обмежень. Довжина цієї КЛ 110 кВ може бути значно збільшена із-за необхідності обходу центральної історичної частини м. Одеси.

Аналіз фізико-географічного розташування та геологічних умов по напрямку трас КЛ 110 кВ Маразліївська-ОТЕЦ вказує на складні інженерно-геологічні умови для будівництва та подальшої експлуатації цієї лінії електропередавання.

Крім того, Кабінет Міністрів України Постановою від 12 травня 2015 року № 271 "Про проведення прозорої та конкурентної приватизації у 2015 році" затвердив перелік об'єктів державної власності, що підлягають приватизації. На виконання цієї постанови Фонд державного майна України (ФДМУ) видав накази щодо приватизації та склав план-графік приватизації на рік. Згідно з наказом ФДМУ від 19.05.2015 № 740, сформований перелік державних об'єктів, які плануються до приватизації у 2015 році. Так, згідно з цим графіком ФДМУ, у липні 2015 року мали бути продані 5% акцій ПАТ "Одеська ТЕЦ" та ПАТ "Херсонська ТЕЦ", щоб визначити інвестиційний попит та ринкову вартість компаній. Цього так і не сталося.

Ухвалою Господарського суду Одеської області від 23.12.2015 року було введено процедуру санації боржника ПАТ "Одеська ТЕЦ". На сьогодні здійснюється система заходів щодо запобігання визнання ПАТ "Одеська ТЕЦ" банкрутом та його



ліквідації, спрямована на оздоровлення фінансово-господарського становища боржника, а також задоволення в повному обсязі або частково вимог кредиторів шляхом кредитування, реструктуризації підприємства, боргів і капіталу та (або) зміну організаційно-правової та виробничої структури боржника, на відновлення платоспроможності Товариства.

Невизначеність термінів будівництва нового ВРУ 110 кВ на ОТЕЦ, проблематичність траси КЛ 110 кВ Маразліївська-ОТЕЦ та аварійні ситуації, які, останнім часом, неодноразово виникали у електричній мережі міста із-за несприятливих погодних умов і призводили до знеструмлення значної кількості споживачів, все це вказує на необхідність організації нових зв'язків по мережі 110 кВ.

У зв'язку з вищезазначеним, Планом розвитку передбачено спорудження КЛ 110 кВ Маразліївська-Чумка 1, 2 орієнтовною довжиною 4,7 км взамін КЛ 110 кВ Маразліївська – ОТЕЦ.

#### **21.1.8. Будівництво ПЛ 110 кВ Кароліно – МІЗ та Овідіополь – МІЗ з реконструкцією ВРП 110 кВ ПС 110 кВ "МІЗ"**

В 2017 році на замовлення АТ "Одесаобленерго" було виконано роботу "Техніко-економічне обґрунтування вибору варіанта реконструкції мереж 110 кВ "Старокозаче – Канал" Одеська обл., Біляївський та Білгород-Дністровський район" (надалі – ТЕО).

Згідно інформації, що наведена у листі №01/10747 від 26.09.2017 ДП НЕК «Укренерго» (Додаток Б), слідуює, що є наявність загроз енергетичній безпеці держави в частині неможливості забезпечення енергонезалежності південних та південно-західних регіонів Одеської області від енергосистеми Республіки Молдова.

У разі припинення обміну електричною енергією між енергосистемами України та Молдови шляхом одностороннього відключення ПЛ 110-400 кВ, що відходять від шин Молдавської ДРЕС повністю буде знеструмлено споживачів південно-західної частини Одеської області з можливістю подальшого часткового відновлення їх електропостачання в обсязі до 60 %. Зазначене вище, вказує на суттєве погіршення надійності живлення споживачів основної частини Одеської області.

На даний час, з метою уникнення та зменшення ризику настання зазначеної ситуації, ДП НЕК «Укренерго» здійснюються проектні та підготовчі роботи для можливості спорудження нової ПЛ 330 кВ Новоодеська – Арциз.

У свою чергу, дії АТ "Одесаобленерго" також спрямовані на уникнення та, у разі необхідності, вчасної ліквідації наслідків імовірної ситуації.

Одним із найближчих джерел живлення Південно-Західного регіону Одеської області (за винятком ПС 330/110 кВ "Арциз") є ПС 330/110 кВ "Новоодеська", від якої організовано протяжний транзитний зв'язок 110 кВ Новоодеська – Канал – Старокозаче – Арциз орієнтовною довжиною близько 110 км. Зазначений транзит має значне «вузьке» місце, а саме на ділянці Старокозаче – Канал протяжністю 30,97 км.

На сьогодні потреба реконструкції ПЛ 110 кВ Старокозаче – Канал є досить актуальною, її технічний стан згідно «Технічного висновку з обстеження та оцінки технічного стану конструкторів опор» визнаний як аварійний та небезпечний.

Згідно висновків розробленого ТЕО найбільш економічно доцільним варіантом реконструкції мереж 110 кВ Старокозаче – Канал є варіант, що передбачає:





### **I черга:**

- Реконструкцію ПС 110 кВ "МІЗ" з розширенням РУ 110 кВ на два лінійні приєднання;
- Спорудження двокової ПЛ 110 кВ від ПС 110 кВ "МІЗ" з переходом через Білгород-Дністровський лиман у розріз існуючої однокової ПЛ 110 кВ Овідіополь – Кароліно з організацією нових лінійних зв'язків 110 кВ Овідіополь – МІЗ та Кароліно – МІЗ. Орієнтовна довжина повітряного переходу складає 10 кВ, у тому числі перехід через лиман – 6 км, з перерізом алюмінієвої жили не менше 300 мм<sup>2</sup>.
- Монтаж двох грозозахисних тросів, один із яких повинен бути з вмонтованим волоконно-оптичним кабелем зв'язку від РУ 110 кВ ПС 110 кВ "МІЗ" до ПС 110 кВ "Овідіополь" і ПС 110 кВ "Кароліно".

### **II черга:**

- Реконструкція ПЛ 110 кВ МІЗ – Старокозаче зі збільшенням пропускної здатності (монтаж проводу марки АС-240 згідно вимог ПУЕ);
- Реконструкція ПЛ 110 кВ Старокозаче – Семенівка – Б. Дністровськ – Тягова – МІЗ, що мають мсумісний двоковий підвіс на ділянці від ПС 110 кВ "МІЗ" до оп. № 51 та оп. № 172 (довжиною близько 9 км) зі збільшенням пропускної здатності (монтаж проводу марки АС-240 згідно вимог ПУЕ);

### **III Черга:**

- Реконструкція ПЛ 110 кВ Овідіополь – Кароліно зі збільшенням пропускної здатності (монтаж проводу марки АС-240 згідно вимог ПУЕ);

### **IV Черга:**

- Реконструкція ПЛ 110 кВ Канал – Овідіополь зі збільшенням пропускної здатності (монтаж проводу марки АС-240 згідно вимог ПУЕ);
- Реконструкція ПЛ 110 кВ Новоодеська – Канал зі збільшенням пропускної здатності (монтаж проводу марки АС-240 згідно вимог ПУЕ);

Зазначене технічне рішення було погоджено на засіданні секції "Електроенергетика" Науково-технічної ради Міністерства енергетики України від 13.11.2017.

#### **21.1.9. Продовження реконструкції ПС 110 кВ "Чумка"**

Наразі на завершальному етапі знаходиться реконструкція ПС 110 кВ "Чумка" з застосуванням КРУЕ 110 кВ та КРУЗ 35 кВ і заміною Т-2 на трансформатор 110/35/6 кВ потужністю 80 МВА для забезпечення покриття навантаження, яке постійно зростає (Том 2 Коригування схеми розвитку електричних мереж 35 кВ та вище м. Одеса на період 2011-2016 рр.). На 2020 рік Планом розвитку передбачено встановлення Т-2 потужністю 80 МВА та завершення реконструкції ПС 110 кВ "Чумка".



### 21.1.10. Продовження реконструкції ПС 110 кВ "Кримська"

Наразі продовжується реконструкція ПС 110 кВ "Кримська", що включає в себе застосування на ВРУ 110 кВ ПС 110/10 кВ "Кримська" схеми "одна робоча, секціонована вимикачем, система шин" з елегазовими вимикачами дозволяє включити підстанцію за транзитною схемою від різних СШ магістральної ПС 220 кВ "Центроліт". Зазначений захід дозволить перевести частину навантажень м. Одеси з ПС 330/110 кВ "Усатове" на ПС 330/110 кВ "Центроліт" і підвищити надійність електропостачання категорійних споживачів (обласна клінічна лікарня та значна частина житлового масиву "Котовський"), які живляться від шин цієї підстанції.

Також проектом передбачена заміна Т-1 і Т-2 на трансформатори 110/10/10 кВ потужністю 63 МВА кожен.

На даний час на підстанції ПС 110 кВ «Кримська» встановлено два трансформатори по 40 МВА. Основні користувачі цієї підстанції – житловий масив Котовського м.Одеси(в основному, висотні будинки, школи, дитячі садки, обласна лікарнягорелектротранспорт, котельніта ін.).

Обсяги дозволеної потужності згідно договорів приєднання на ПС 110 кВ "Кримська" становлять **103,603 МВт**.

Максимальні навантаження ПС 110 кВ "Кримська" за період 2014-2018 рр. наведено в Табл. 30-Табл. 31.

Табл. 30. Максимальні навантаження ПС 110 кВ "Кримська" в зимовий період 2014-2018 рр.

Дата	Навантаження, МВт						
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Час			19 <sup>00</sup>	19 <sup>00</sup>	18 <sup>00</sup>	18 <sup>00</sup>	
1Т (40)			26,1	24,5	23,5	21,1	
2Т (40)			26,1	25,3	25,1	24,6	
<b>Всього</b>	<b>47,5</b>	<b>52,5</b>	<b>52,2</b>	<b>49,8</b>	<b>48,6</b>	<b>45,7</b>	<b>55,7</b>

На Рис. 13 показано лінійну інтерполяцію графіка максимальних зимових навантажень на ПС 110 кВ "Кримська" за 2013-2018 рр.

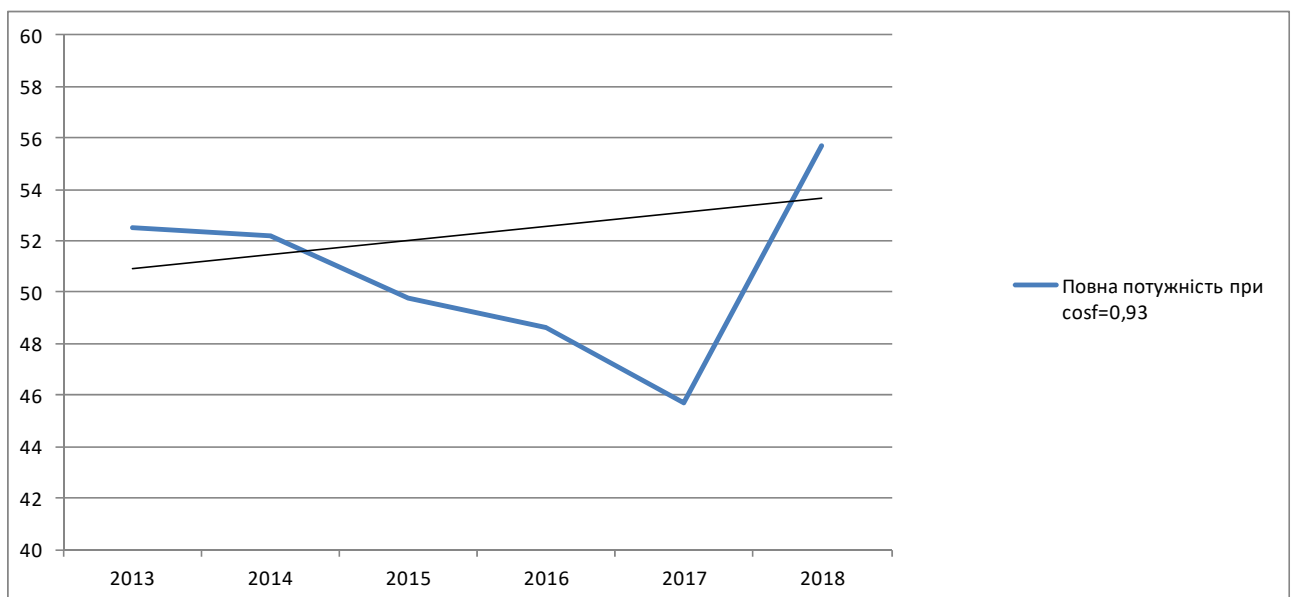


Рис. 13. Інтерполяція графіка максимальних навантажень 2013-2018 рр.



Табл. 31. Максимальні навантаження ПС 110 кВ "Кримська" в літній період 2014-2018 рр.

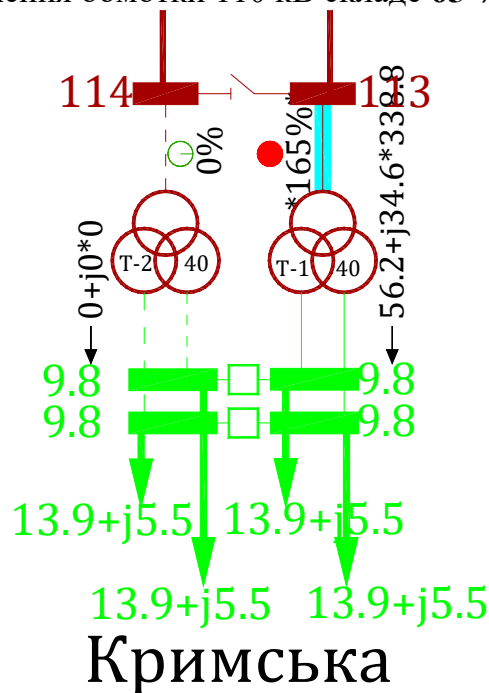
Дата	Навантаження, МВт						
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Час			21 <sup>00</sup>	21 <sup>00</sup>	22 <sup>00</sup>	22 <sup>00</sup>	
1Т (40)			19	18,5	16,7	14,5	
2Т (40)			19,5	15	18,4	18,1	
<b>Всього</b>	<b>38,1</b>	<b>38,1</b>	<b>38,5</b>	<b>33,5</b>	<b>35,1</b>	<b>32,6</b>	<b>41,5</b>

Такі навантаження не дозволяють виконати необхідні перемикання по виводу трансформатору в ремонт на ПС Кримська як планово так і аварійно. В зв'язку з відсутністю резервних зв'язків по РМ-10 кВ, переключення навантаження на інші ПС 110 кВ також неможливе.

Згідно ДСТУ 3463-96 (ГОСТ 14209-97) "Руководство по нагрузке силовых трансформаторов" тривалий режим роботи трансформатора з перевантаженням більше двох годин допустимий в залежності від температури охолоджувального середовища від -25 °С до +10 °С з  $K_{пер}$  по струму від 1,33 до 1,08 відповідно.

В розглядуваному випадку розрахункове навантаження ПС 110 кВ Кримська складає 59,9 МВА (максимум зимових навантажень 2018 року при  $\cos\phi=0,93$ ) що відповідає перевантаженню на 50 % при роботі одного трансформатора.

При чому з урахуванням втрат активної та реактивної потужності в обмотках трансформатора перевантаження обмотки 110 кВ складе 65 % (Рис. 14).



Потери в сеті 110 кВ :

> лінії	- dP =	0.0000 МВт,	dQ =	0.0000 Мвар
корона, шунтВЛ/Qзар	- dP =	0.0000 МВт,	dQ =	0.0000 Мвар
> трансформаторы	- dP =	0.4825 МВт,	dQ =	11.9083 Мвар
шунт АТ	- Pш =	0.0321 МВт,	Qш =	0.2076 Мвар
> сума	- dP =	0.5146 МВт,	dQ =	12.1159 Мвар

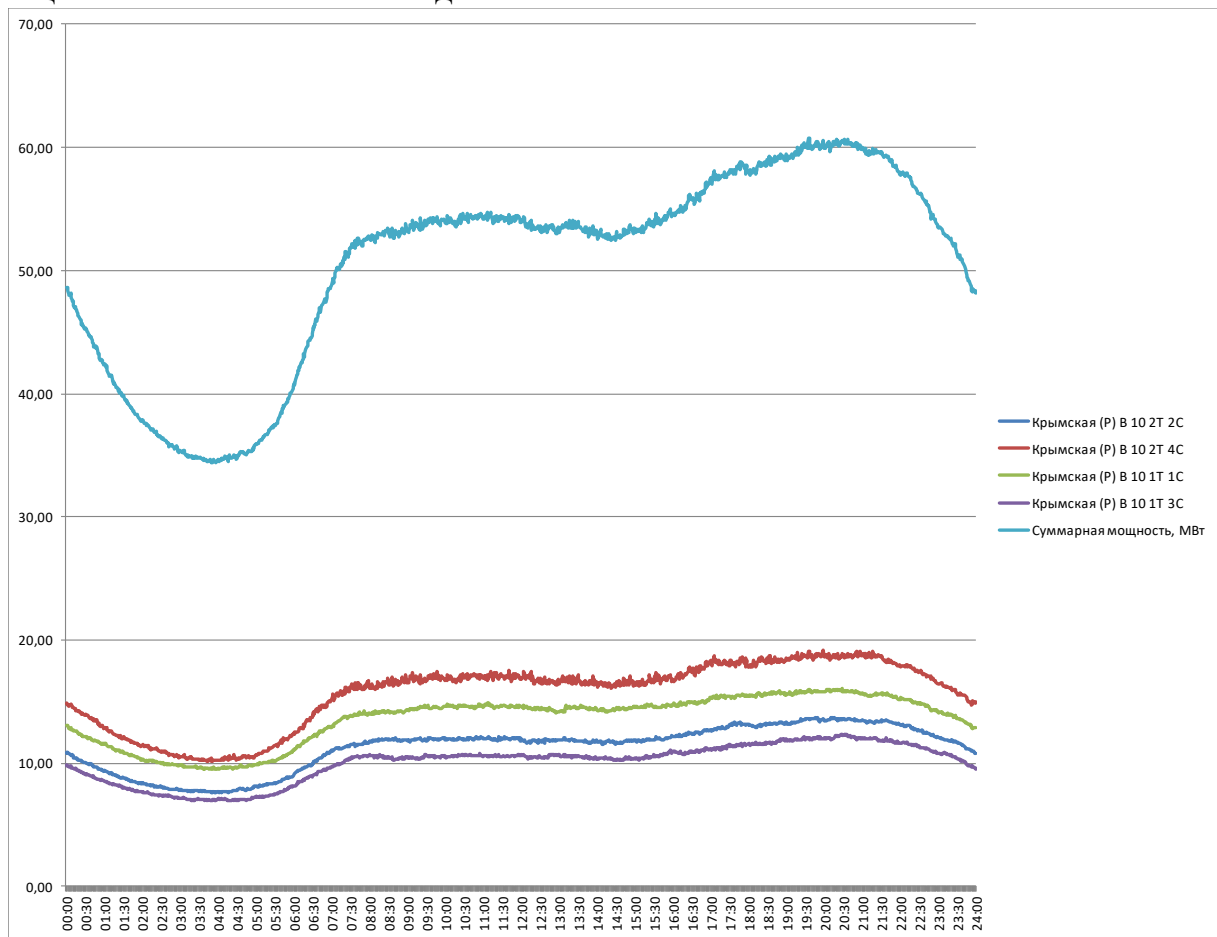
Рис. 14. Режим відключення Т-2 на ПС 110 кВ "Кримська" в максимумі зимових навантажень 2018 року



Згідно Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів, перевантаження трансформатора на 65 % незалежно від тривалості і значення попереднього навантаження і значення температури охолоджувального середовища є допустимим на час не більше 60 хвилин.

При цьому як видно з **Рис. 15**, в замірний день максимуму зимових навантажень 2018 року при  $\cos\varphi=0,93$ , навантаження ПС перевищувало номінальну потужність одного трансформатора впродовж 19 годин – з 00:00 до 01:00 та з 6:00 до 23:59.

Таким чином, відключення трансформаторів у режимі максимальних навантажень можливо тільки із відключенням споживачів, що може призвести до негативних соціально-економічних наслідків.



**Рис. 15. Добовий графік навантаження ПС 110 кВ "Кримська" для замірного дня зими 2018 року.**

### Обґрунтування вибору потужності трансформаторів

Середнє максимальне активне навантаження у зимовий період за останні роки по ПС Кримська складає 50,3 МВт. Фактичний замірний коефіцієнт потужності на ПС 110 кВ "Кримська" становить  $\cos\varphi=0,93$ .

Повна середня потужність підстанції становитиме:

$$S = \frac{P}{\cos(\varphi)} = \frac{50,3}{0,93} = 54,09 \text{ МВА}$$

Згідно п. 5.2 СОУ-Н ЕЕ 20.178:2008 "Схеми принципів розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій", *схема електрична ПС повинна забезпечувати надійне електроживлення приєднаних споживачів у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах роботи відповідно до категорії надійності*



електропостачання електроприймачів з урахуванням наявності резервних джерел живлення.

Згідно п. 1.2.20 ПУЕ, для електроприймачів III категорії електропостачання може здійснюватися від одного джерела живлення за умови, що час перерви електропостачання, необхідний для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, не перевищує однієї доби.

Крім цього згідно п. 10.4 СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014 "Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище", вибір потужності трансформаторів виконують з урахуванням зростання навантаження за період, який становить п'ять років після їх введення в роботу.

Зростання потужності по ПС 110 кВ "Кримська" по фактичному навантаженню згідно даних комерційного обліку складає:

- 2014 р. + 718 кВт;
- за 2015 р.+ 520 кВт;
- за 2016 р.+ 846 кВт;
- за 2017 р. + 1568 кВт.

Тобто середнє значення приросту навантаження за 4 роки становить 1,9 % на рік.

Прийнявши середньорічний приріст навантаження на рівні 1,9 % та максимальне зимове навантаження по ПС Кримська в 2018 році – 55,7 МВт, отримаємо максимальне навантаження в 2023 році:

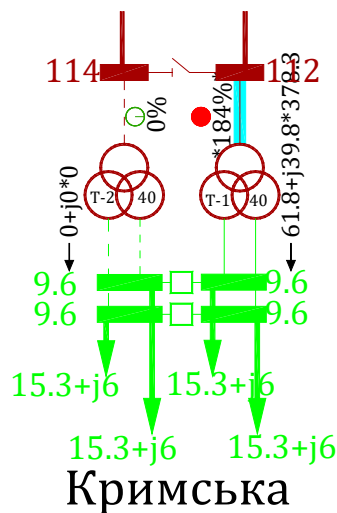
$$P_{2023} = P_{2018} * \Delta P^5 = 55,7 * 1,019^5 = 61,2 \text{ МВт}$$

При  $\cos\varphi=0,93$  повна потужність ПС 110 кВ "Кримська" до 2023 року становитиме:

$$S = \frac{P}{\cos(\varphi)} = \frac{61,2}{0,93} = 65,8 \text{ МВА}$$

Таким чином до 2023 року максимальне навантаження ПС 110 кВ "Кримська" перевищить потужність одного з трансформаторів на **64,5 %**.

При чому з урахуванням втрат активної та реактивної потужності в обмотках трансформатора перевантаження обмотки 110 кВ складе **84 % (Рис. 16)**.



Потери в сети 110 кВ :

> линии	- dP =	0.0000 МВт,	dQ =	0.0000 Мвар
корона, шунтВЛ/Qзар	- dP =	0.0000 МВт,	dQ =	0.0000 Мвар
> трансформаторы	- dP =	0.6018 МВт,	dQ =	14.8534 Мвар
шунт АТ	- Pш =	0.0318 МВт,	Qш =	0.2060 Мвар
> сумма	- dP =	0.6336 МВт,	dQ =	15.0594 Мвар

**Рис. 16. Режим відключення Т-2 на ПС 110 кВ "Кримська" в максимумі зимових навантажень 2023 року**

**Враховуючи вищезазначене, необхідним є встановлення на ПС 110 кВ "Кримська" двох трансформаторів 110/10/10 кВ потужністю як мінімум по 63 МВА кожен.**

#### **21.1.11. Реконструкція РУ 10 кВ ПС 110 кВ "Кримська"**

В зв'язку з аварійним станом будівлі ЗРУ 10 кВ планом розвитку передбачено будівництво нового ЗРУ 10 кВ для забезпечення надійного живлення споживачів 10 кВ. Крім цього будівля ЗРУ 10 кВ потребує розширення у зв'язку з ненормативним приєднанням КЛ 10 кВ РП Звезд № 1 та № 2 і РП Лечебний № 1 і № 2, що заведені під один вимикач 10 кВ (Рис. 17).



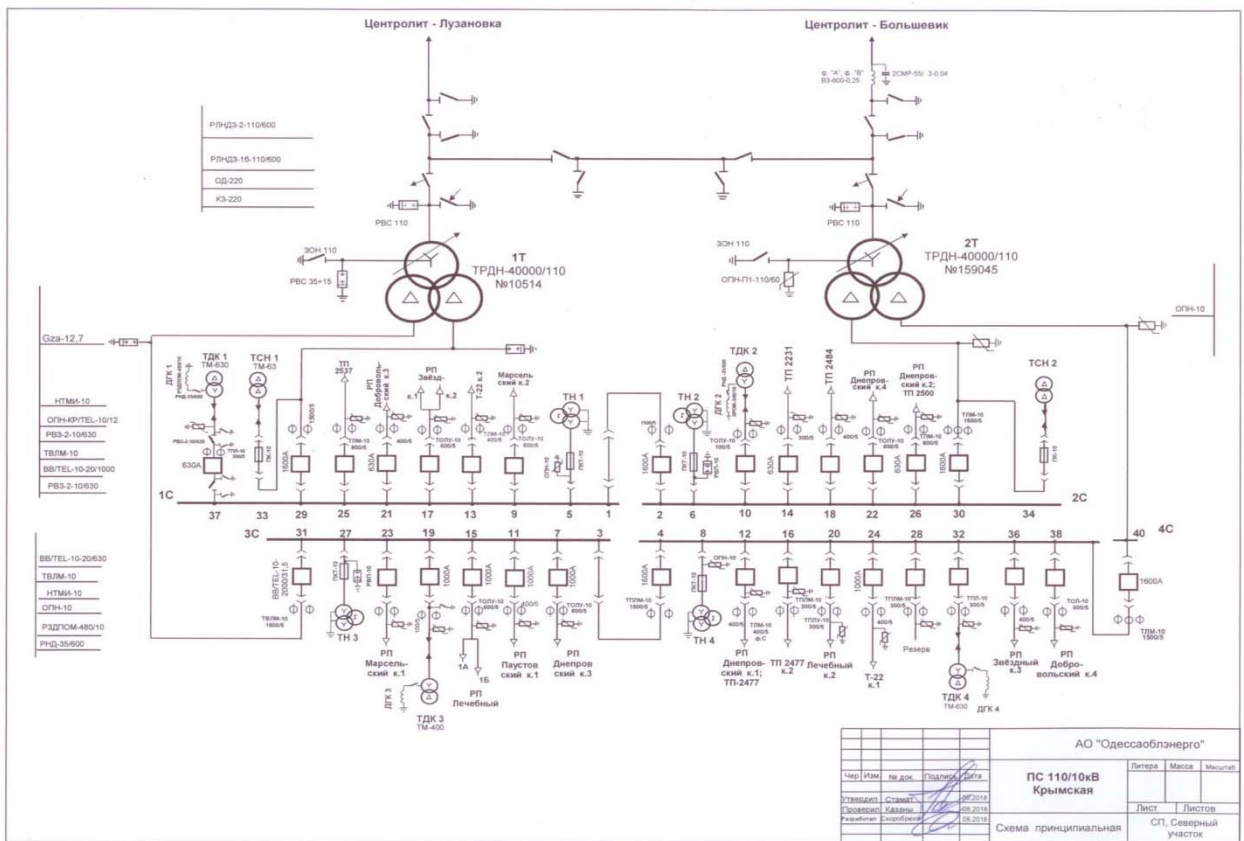


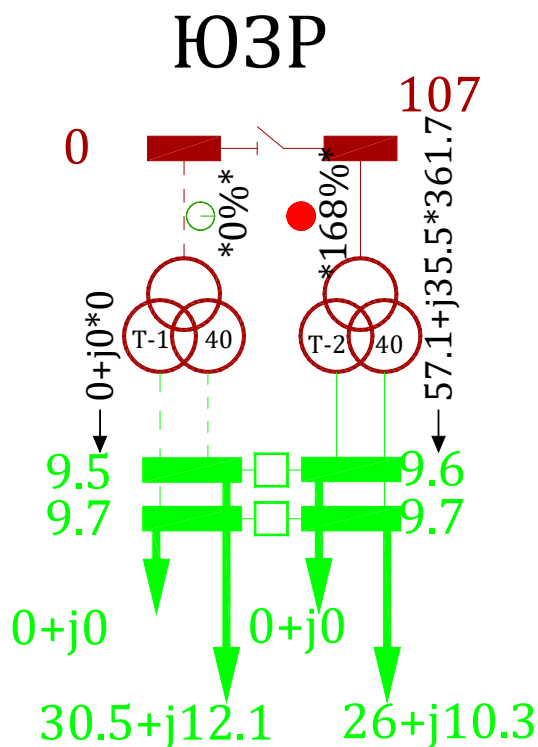
Рис. 17. Принципова схема ПС 110 кВ "Кримська".

### 21.1.12. Реконструкція ПС 110 кВ "ЮЗР"

З метою підвищення надійності електропостачання споживачів району дії ПС 110 кВ "ЮЗР" (дефектні акти додаються) та для можливості приєднання ПС 110 кВ «Чубаївка» на розрахунковому етапі до 2024 року передбачається:

- спорудити нову розподільчу установку 110 кВ з застосуванням КРУЕ 110 кВ за схемою «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин» та нового РУ-10 кВ;
- замінити існуючі силові трансформатори потужністю 40 МВА на 63 МВА, у зв'язку з навантаженням підстанції на 2020 рік яке оцінюється величиною близько 58 МВт;
- передбачити встановлення струмообмежуючих реакторів;
- завести на ЗРУ 110 кВ наступні лінії 110 кВ:
  - ЮЗР – Таїрове 1;
  - ЮЗР – Таїрове 2;
  - відгалуження ЮЗР від ПЛ 110 кВ Застава-Чумка (у перспективі лінія 110 кВ Застава-ЮЗР);
  - резерв (у перспективі КЛ 110 кВ ЮЗР–Чубаївка).

Згідно виконаного прогнозу навантажень (ст. 30 Додатку 6) навантаження ПС 110 кВ "ЮЗР" в максимумі зимових навантажень 2024 року становитиме 60,8 МВА. За таких навантажень в режимі відключення Т-1 на ПС 110 кВ "ЮЗР" завантаження Т-2 становитиме 168 % (Рис. 18), що визначає необхідність заміни існуючих трансформаторів на трансформатори потужністю по 63 МВА кожен.



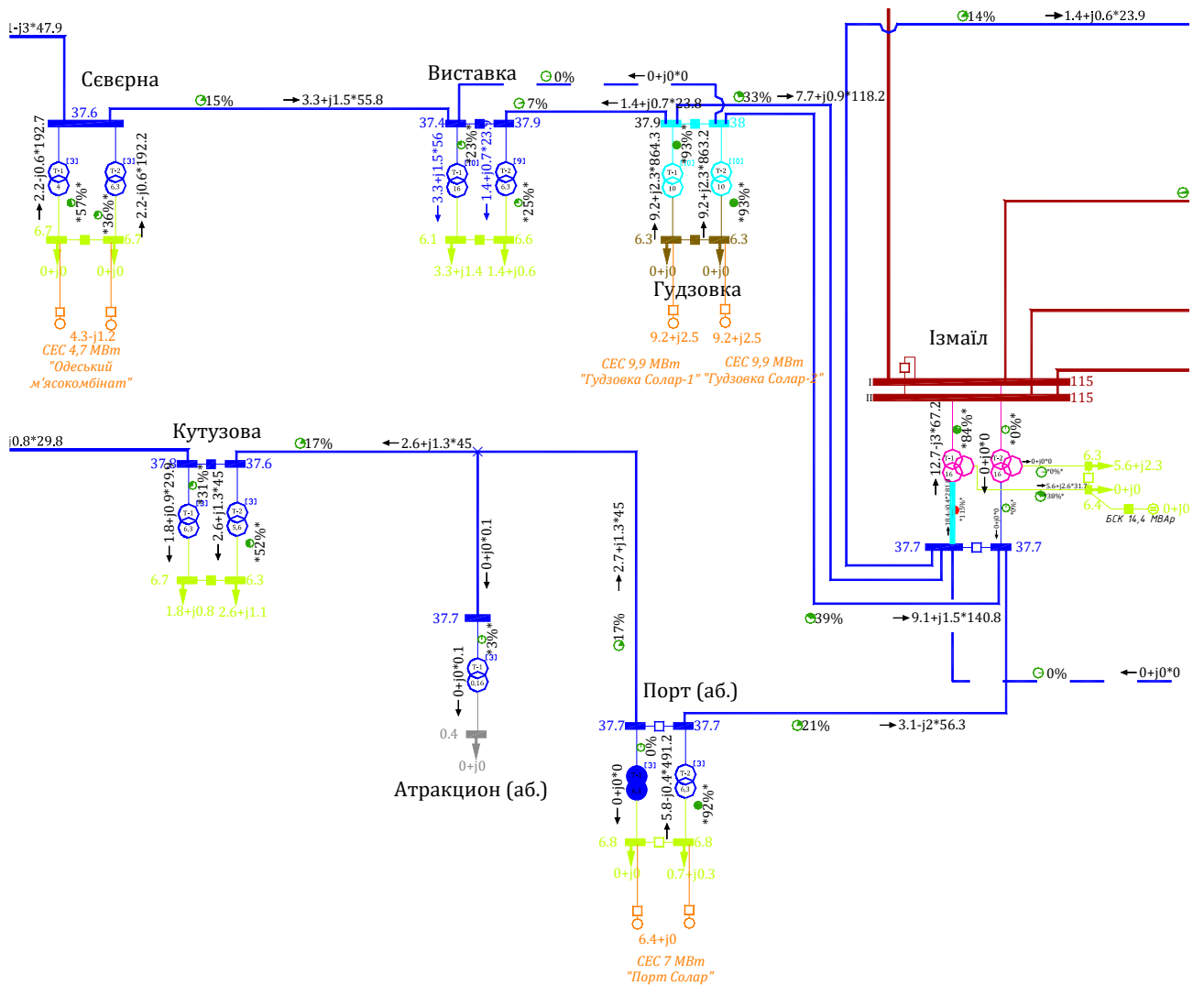
**Рис. 18. Режим відключення Т-1 на ПС 110 кВ "ЮЗР" при прогнозних навантаженнях максимуму зимових навантажень 2024 року.**

Згідно дефектних актів (ст. 2-14 Додатку 8) заміни також потребують масляні вимикачі 10 кВ, ТН 10 кВ. В зв'язку з оновленням обладнання передбачається також модернізація РЗА.

### 21.1.13. Реконструкція ПС 110 кВ "Ізмаїл"

В зв'язку з розвитком м. Ізмаїл та перспективним ростом навантажень та значним терміном експлуатації трансформаторів на ПС 110 кВ "Ізмаїл" (51 та 52 роки) виникає потреба в заміні трансформаторів на ПС 110 кВ "Ізмаїл" на нові трансформатори 110/35/6 кВ.

Наразі АТ "Одесаобленерго" видано технічні умови на приєднання СЕС 9,9 МВт ТОВ "Гудзовка-Солар-1" (ТУ від 05.01.2018 № 0744-2017-0101, ст. 319 в Додатку 8), СЕС 9,9 МВт ТОВ "Гудзовка-Солар-2" (ТУ від 05.01.2018 № 0741-2017-0101, ст. 315 в Додатку 8) та підключено СЕС 7 МВт ТОВ "Порт-Солар". Перелічені об'єкти підключатимуться в мережу 35 кВ, що отримує живлення від ПС 110 кВ "Ізмаїл". Навантаження сторони 35 кВ "Ізмаїл" о 13:00 літнього режимного дня 2018 року становило 6,3 МВт. Таким чином при підключенні 27 МВт генерації перетік потужності по обмоткам 35 кВ ПС 110 кВ "Ізмаїл" становитиме 20,7 МВт, що визначає доцільність встановлення на ПС 110 кВ "Ізмаїл" трансформаторів 110/35/6 кВ потужністю саме по 25 МВА, оскільки при встановленні трансформаторів потужністю по 16 МВА не виконуватимуться вимоги п. 11.2 "Норм технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище" в частині забезпечення виконання критерію "N-1" при приєднанні об'єктів ВДЕ без застосування пристроїв ПА, що діють на обмеження їх потужності (перевантаження Т-1 в режимі "N-1" становитиме 115 %).



**Рис. 19. Режим відключення Т-2 на ПС 110 кВ "Ізмаїл" при підключенні об'єктів ВДЕ та заміні трансформаторів на трансформатори потужністю 16 МВА.**

Також актуальною залишається необхідність встановлення ЕВ 110 кВ на приєднання Ізмаїл – Кілія № 2 з метою організації двоколової схеми живлення Ізмаїльського кільця, що забезпечить надійне живлення споживачів Південно-Західної частини Одеської області (висновки розділу 9.3 Плану розвитку).

Згідно дефектних актів (ст. 15-56 Додатку 8) заміни також потребують 8 вимикачів 110 кВ, 21 вимикач 6 кВ, а також ТН 110-6 кВ в зв'язку з перевищенням паспортного терміну експлуатації обладнання та його моральному і фізичному зносу. Згідно дефектних актів заміни також потребує обладнання 35 кВ, однак в ТУ на приєднання СЕС 9,9 МВт ТОВ "Гудзовка-Солар 1" (за договором буде приєднана в 2020 році) є вимоги щодо заміни РУ 35 кВ ПС 110 кВ "Ізмаїл" на БКРПЗ-35 кВ, тому доцільно розглядати питання реконструкції РУ 35 кВ ПС 110 кВ "Ізмаїл" після розуміння реалізації проекту підключення СЕС.

#### **21.1.14. Реконструкція ПС 110 кВ "Кілія"**

Згідно дефектних актів (ст. 57-63 Додатку 8) на ПС 110 кВ "Кілія" заміни потребують 4 вимикачі 35 кВ, та 2 ТВП в зв'язку з перевищенням паспортного терміну експлуатації обладнання та його моральному і фізичному зносу.



#### **21.1.15. Реконструкція ПС 110 кВ "Еталон"**

Згідно дефектних актів (ст. 64-85 Додатку 8) на ПС 110 кВ "Еталон" заміни потребують 2 ВД/КЗ 110 кВ, 1 масляний вимикач 110 кВ, 8 вимикачів 35 кВ, 17 вимикачів 10 кВ, 2 ТН 110 кВ та 1 ТН 10 кВ в зв'язку з перевищенням паспортного терміну експлуатації обладнання та його моральному і фізичному зносу.

#### **21.1.16. Реконструкція ПС 110 кВ "Б. Дністровськ"**

Згідно дефектних актів (ст. 86-106 Додатку 8) на ПС 110 кВ "Б. Дністровськ" заміни потребують ВД/КЗ 110 кВ, 1 масляний вимикач 110 кВ, 21 вимикач 10 кВ, в зв'язку з перевищенням паспортного терміну експлуатації обладнання та його моральному і фізичному зносу. Також модернізації потребує РЗА.

#### **21.1.17. Реконструкція ПС 110 кВ "МІЗ" (трансформатори, РУ 10 кВ)**

Згідно дефектних актів (ст. 107-145 Додатку 8) на ПС 110 кВ "МІЗ" заміни потребують 27 масляних вимикачів 10 кВ (включно з модернізацією РЗА), в зв'язку з перевищенням паспортного терміну експлуатації обладнання та його моральному і фізичному зносу.

#### **21.1.18. Реконструкція ПС 110 кВ "Ш. Балка"**

В зв'язку зі значним навантаженням на ПС 110 кВ "Ш. Балка" (22 МВА в максимумі зимових навантажень 2018 року, Розділ 9.1-9.2 Плану розвитку) виникає потреба в заміні трансформаторів потужністю 16 МВА на трансформатори 110/35/6 кВ потужністю по 25 МВА кожен для забезпечення поточного та прогнозних рівнів навантажень.

Згідно дефектних актів (ст. 146-160 Додатку 8) заміни також потребують ВД/КЗ 110 кВ, 5 масляних вимикачів 35 кВ, 6 масляних вимикачів 6 кВ, 2 ТВП, 1 ТН 35 кВ та 1 ТН 6 кВ в зв'язку з перевищенням паспортного терміну експлуатації обладнання та його моральному і фізичному зносу. Модернізації також потребує РЗА. При цьому в рамках реалізації в 2020 році приєднання СЕС 16 МВт ТОВ "Майори Енерджі" (ТУ від 12.10.2018 № 0560-2018-0101, ст. 309 в Додатку 8) передбачається заміна обладнання РУ 35 кВ на БКРПЗ-35 кВ та заміна ВД/КЗ на елегазові вимикачі 110 кВ зі встановленням СВ 110 кВ. Таким чином у разі підключення зазначеного об'єкта на ПС 110 кВ "Ш. Балка" Планом розвитку передбачається заміна 6 масляних вимикачів 6 кВ, 2 ТВП, та 1 ТН 6 кВ і модернізація РЗА. У випадку, якщо приєднання СЕС не буде реалізовано, в обсяги реконструкції необхідно буде включити об'єми по 35-110 кВ.

#### **21.1.19. Реконструкція ПС 110 кВ "Ленінська"**

З метою підвищення надійності електропостачання споживачів м. Одеси заплановано привести схему ВРУ 110 кВ підстанції "Ленінська" до базової, а саме "місток з вимикачами в колах трансформаторів", для чого необхідно замінити відокремлювачі та короткозамикачі на елегазові вимикачі та встановити секційний вимикач 110 кВ.



У перспективі, для уникнення знеструмлення споживачів, після збільшення пропускної здатності існуючих ПЛ 110 кВ Усатове–Чумка та ОТЕЦ – Чумка, передбачено включити зазначену підстанцію до транзиту.

### **21.1.20. Реконструкція ПС 110 кВ "Іллічівськ"**

Згідно ТЕО "Зовнішнє електропостачання ДП "Іллічівський морський торговельний порт", яке розроблено ДП "Український науково-дослідний проектно-вишукувальний та конструкторсько-технологічний інститут "Укрсіл'енергопроект" у 2010 році, максимальна потужність порту становить 34,05 МВт.

До 2021 року намічено спорудження ПС 110/10 кВ "Іллічівський порт" з силовими трансформаторами потужністю 2x40 МВА.

Також, у зазначений термін передбачається реалізація обсягів робіт згідно "Техніко-економічного обґрунтування схеми видачі потужності вітроелектростанції ТОВ "Овідіополь Енержі".

Приєднання Овідіопольської ВЕС та ПС 110 кВ "Іллічівський порт" передбачається за рахунок спорудження нових ЛЕП 110 кВ, а саме:

- ПЛ 110 кВ Іллічівськ – Іллічівський порт 1, 2;
- ПЛ 110 кВ Іллічівськ – Овідіопольська ВЕС;
- ПЛ 110 кВ Новоодеська – Овідіопольська ВЕС.

Для приєднання зазначених ліній електропередавання необхідно виконати реконструкцію ВРУ 110 кВ існуючої підстанції 110/35/10 кВ "Іллічівськ" з переходом до схеми "дві робочі системи шин" та організувати три додаткові лінійні приєднання 110 кВ.

Згідно технічної політики АТ "Одесаобленерго", у зв'язку з застосуванням вимикачів елегазової технології, обхідна система шин на цій підстанції не застосовується.

До обсягів реконструкції ПС "Іллічівськ" слід включити заміну ВЧ загороджувачів та конденсаторів зв'язку (Темп ф.В, Н. Одеська ф.В), які вичерпали свій ресурс.

Крім цього зважаючи на значне перспективне навантаження ПС 110 кВ "Іллічівськ" (25,7 МВА в максимумі зимових навантажень 2024 року) Планом розвитку передбачається також заміна Т-2 110/35/10 кВ потужністю 20 МВА (знаходиться в експлуатації 52 роки, що значно перевищує допустимий термін експлуатації) на трансформатор 110/35/10 кВ потужністю 25 МВА для уникнення його перевантаження при відключенні Т-1.

### **21.1.21. Реконструкція ПС 110 кВ "Олексіївка"**

В зв'язку із понаднормативними втратами е/е в трансформаторі Т-1 110/35/10 кВ потужністю 7,5 МВА на ПС 110 кВ "Олексіївка" та значним терміном експлуатації його експлуатації (виговлений в 1977 році) Планом розвитку передбачена його заміна на типовий трансформатор потужністю 6,3 МВА.

Згідно дефектних актів (ст. 165-174 Додатку 8) заміни також потребують ВД/КЗ 110 кВ, СВ 110 кВ (виготовлений в 1980 році, передбачається заміна на елегазові вимикачі), 2 ТН 110 кВ (виготовлені в 1983 році), 5 масляних вимикачів 35 кВ





(виготовлені в 1981-1983 рр, передбачається заміна на вакуумні вимикачі). В зв'язку зі встановленням нового обладнання передбачено також модернізацію РЗА.

#### **21.1.22.Реконструкція ПС 110 кВ "Ісаєво"**

Згідно дефектних актів (ст. 175-182 Додатку 8) на ПС 110 кВ "Ісаєво" заміни потребують ВД/КЗ 110 кВ, СВ 110 кВ (передбачається заміна на елегазові вимикачі), 6 масляних вимикачів 35 кВ (передбачається заміна на вакуумні вимикачі), 2 ТВП. В зв'язку з оновленням обладнання передбачається також модернізація РЗА. Для приведення РУ 35 кВ у відповідність до схеми 35-5 передбачається встановлення СВ 35 кВ.

#### **21.1.23.Реконструкція ПС 110 кВ "Сєверна"**

В зв'язку із понаднормативними втратами е/е в трансформаторі Т-1 110/35/10 кВ потужністю 40,5 МВА та значним терміном експлуатації трансформаторів Т-1 і Т-2 на ПС 110 кВ "Сєверна" (срок експлуатації трансформаторів 55 та 53 років відповідно) Планом розвитку передбачена їх заміна на типові трансформатори потужністю 40 МВА кожен.

Згідно дефектних актів (ст. 183-206 Додатку 8) заміни також потребують 4 масляні вимикачі 110 кВ (передбачається заміна на елегазові вимикачі), 6 масляних вимикачів 35 кВ (передбачається заміна на вакуумні вимикачі), 13 масляних вимикачів 10 кВ (передбачається заміна на вакуумні вимикачі) та всі ТН 110, 35, 10 кВ. В зв'язку з оновленням обладнання передбачається також модернізація РЗА. Для приведення РУ 110 кВ кВ у відповідність до схеми місток передбачається встановлення СВ 110 кВ.

#### **21.1.24.Реконструкція ПС 110 кВ "Кучургани"**

В зв'язку із значним терміном експлуатації трансформаторів Т-1 і Т-2 110/35/10 кВ потужністю по 16 МВА на ПС 110 кВ "Кучургани" (срок експлуатації трансформаторів 45 та 44 років відповідно) Планом розвитку передбачена їх заміна на нові трансформатори 110/35/10 кВ потужністю по 16 МВА кожен.

В зв'язку зі значним терміном експлуатації та фізичним і моральним зносом обладнання передбачається також заміна 2-х ВД/КЗ 110 кВ на ЕВ 110 кВ, 5-ти масляних вимикачів 35 кВ на вакуумні, 6-ти масляних вимикачів 10 кВ на вакуумні, 2-х ТН 35 кВ та 2-х ТВП. В зв'язку з оновленням обладнання передбачається також модернізація РЗА.

#### **21.1.25.Реконструкція ПС 110 кВ "Роздільна"**

В зв'язку із значним терміном експлуатації трансформаторів Т-1 і Т-2 110/35/10 кВ потужністю по 16 МВА на ПС 110 кВ "Роздільна" (срок експлуатації трансформаторів 45 років) Планом розвитку передбачена їх заміна на нові трансформатори 110/35/10 кВ потужністю по 16 МВА кожен.

Згідно дефектних актів (ст. 207-221 Додатку 8) заміни також потребують ВД/КЗ 110 кВ (передбачається заміна на елегазові вимикачі), 2 оливні вимикачі 110 кВ (передбачається заміна на елегазові вимикачі) 7 масляних вимикачів 35 кВ (передбачається заміна на вакуумні вимикачі), 2-х ТВП, 2-х ТН 110 кВ, 1 ТН 35 кВ і 1 ТН 10 кВ. В зв'язку з оновленням обладнання передбачається також модернізація РЗА.





#### **21.1.26. Реконструкція ПС 110 кВ "Овідіополь"**

Згідно дефектних актів (ст. 161-164 Додатку 8) на ПС 110 кВ "Овідіополь" заміни потребують 3 масляних вимикачів 35 кВ ТН 35 кВ. В зв'язку з технічною політикою АТ "Одесаобленерго" передбачається також заміна 11 масляних вимикачів 10 кВ, та модернізація РЗА.

#### **21.1.27. Реконструкція ПС 110 кВ "ЗРС"**

З метою підвищення надійності електропостачання необхідно замінити ВД і КЗ на елегазові вимикачі та встановити секційний елегазовий вимикач 110 кВ замість відокремлювача в ремонтній перемичці. У довгостроковій перспективі, для уникнення знеструмлення споживачів, після збільшення пропускну здатності існуючих ПЛ 110 кВ Усатове-Чумка та ОТЕЦ-Чумка передбачено включити зазначену підстанцію до транзиту за схемою "захід-вихід".

Також передбачена заміна 10 масляних вимикачів 6 кВ на вакуумні в зв'язку з фізичним та моральним зносом (срок експлуатації 45 років) та 2-х ТН 6 кВ (дефектні акти в ст. 222-233 Додатку 8). В зв'язку з оновленням обладнання передбачається модернізація РЗА.

#### **21.1.28. Реконструкція ПС 110 кВ "Теплична"**

В зв'язку зі значним навантаженням на ПС 110 кВ "Теплична" (18,4 МВА в максимумі зимових навантажень 2018 року, Розділ 9.1-9.2 Плану розвитку) виникає гостра потреба в заміні трансформаторів потужністю 10 та 16 МВА на трансформатори 110/35/10 кВ потужністю по 25 МВА кожен для забезпечення поточного та прогнозних рівнів навантажень. При цьому вимоги щодо заміни трансформатора Т-1 потужністю 10 МВА висвітлені в ТУ на приєднання потужності навантаження ТОВ "Касібус" (ТУ від 21.10.2016 № 0634-2016-0101), тому Планом розвитку АТ "Одесаобленерго" наразі передбачено тільки заміну Т-2 на трансформатор 110/35/10 кВ потужністю 25 МВА. У разі, якщо приєднання ТОВ "Касібус" не буде реалізовано, необхідною буде також заміна Т-1 на трансформатор потужністю 25 МВА.

Згідно дефектних актів (ст. 234-236 Додатку 8) заміни також потребують ВД/КЗ 110 кВ (передбачається заміна на елегазові вимикачі 110 кВ). В зв'язку моральним та фізичним зносом обладнання також передбачено заміну 3-х масляних вимикачів 35 кВ (передбачається заміна на вакуумні вимикачі), 7-ми масляних вимикачів 10 кВ (передбачається заміна на вакуумні вимикачі), 1-го ТВП, встановлення 2-х ТН 110 кВ, 1-го ТН 35 кВ і 1-го ТН 10 кВ. В зв'язку з оновленням обладнання передбачено також модернізацію РЗА.

#### **21.1.29. Реконструкція ПС 110 кВ "Чорноморка"**

Згідно дефектних актів (ст. 237-239 Додатку 8) на ПС 110 кВ "Чорноморка" заміни потребують ВД/КЗ 110 кВ (передбачається заміна на елегазові вимикачі 110 кВ). В зв'язку моральним та фізичним зносом обладнання також передбачено заміну 1-го ТН 10 кВ та ТВП. Необхідним також є встановлення 2-х ТН 110 кВ. В зв'язку з оновленням обладнання передбачено також модернізацію РЗА. Зазначена реконструкція також є



необхідною в контексті будівництва ПС 110 кВ "Червоний Хутір" з прив'язкою по мережі 110 кВ (ПС 110 кВ "Чорноморка" живитиметься дволанцюговою КЛ від ПС 110 кВ "Червоний Хутір").

#### **21.1.30. Реконструкція ПС 110 кВ "Струмок"**

Планом розвитку в зв'язку з моральним та фізичним зносом передбачено заміна ВД/КЗ 110 кВ на елегазові вимикачі 110 кВ, встановленням СВ 110 кВ, заміною 1 масляного вимикача 110 кВ на елегазовий вимикач, заміною 5-ти масляних вимикачів 35 кВ на вакуумні вимикачі, заміною 6-ти масляних вимикачів 10 кВ на вакуумні вимикачі. Також передбачено встановлення 1 ТН 110 кВ, СВ 35 кВ (для привдення РУ 35 кВ до схеми 35-5), СВ 10 кВ (для привдення РУ 10 кВ до схеми 10-1). В зв'язку з оновленням обладнання передбачено також модернізацію РЗА.

#### **21.1.31. Реконструкція ПЛ 110 кВ Лиманчик – ГРЕС**

Планом розвитку системи розподілу АТ "Одесаобленерго" намічено усунути наявний негабарит по ПЛ 110 Лиманчик – ГРЕС (АСК-185 та АС-185, загальна довжина 2,03 км). Згідно п.2.5.86 ПУЕ для ПЛ 110 кВ мінімально допустимий переріз проводів має складати 240 мм<sup>2</sup>, тому передбачається заміна проводу по всій довжині зазначеної ПЛ, у т. ч. і на ділянці ПЛ 110 кВ Усатово – Лиманчик довжиною 0,87 км на виході з ПС 110 кВ «Лиманчик», яка має сумісний підвіс з ПЛ 110 кВ Лиманчик – ГРЕС (Коригування схеми розвитку електричних мереж 35 кВ та вище м. Одеса на період 2011-2016 рр.). Необхідність реконструкції ПЛ підтверджується дефектним актом від 15.08.18 (ст. 240-244 Додатку 8).

#### **21.1.32. Реконструкція ПЛ 110 кВ Усатово – Лиманчик**

Реконструкція ПЛ-110 кВ Усатово - Лиманчик необхідна в зв'язку з технічним станом та для збільшення пропускної здатності. Після реконструкції згідно п.2.5.86 ПУЕ пропускна здатність ПЛ має бути не меншою ніж для проводу АС-240 (Коригування схеми розвитку електричних мереж 35 кВ та вище м. Одеса на період 2011-2016 рр.). Необхідність реконструкції ПЛ підтверджується дефектним актом від 15.08.18 (ст. 245-247 Додатку 8).

#### **21.1.33. Реконструкція ПЛ 110 кВ Чумка – Аркадія**

Для підвищення надійності електропостачання споживачів підстанції 110 кВ «Артилерійська» передбачається збільшити пропускну здатність ПЛ 110 кВ Чумка-Аркадія з відгалуженням на ПС «Артилерійська». У разі неможливості використання існуючих несучих конструкцій ПЛ, слід передбачити перевлаштування головної ділянки від ПС «Чумка» до ПС «Артилерійська» в кабельну.

Необхідність реконструкції ПЛ підтверджується дефектним актом від 15.08.18 (ст. 248-255 Додатку 8) та аналізом поточного розподілу в післяаварійних та ремонтно-аварійних режимах (висновки розділу 9.3 Плану розвитку).



#### **21.1.34. Реконструкція ПЛ 110 кВ Усатово – Чумка та ОТЕЦ – Чумка**

ПЛ 110 кВ Усатово-Чумка та ОТЕЦ-Чумка з відгалуженнями ЗРС і Ленінська введені в експлуатацію у 1953 році і вимагають реконструкції. Сумісний підвіс зазначених ПЛ 110 кВ та ПЛ 110 кВ Усатово-Лиманчик вказує на потребу виконання комплексного проекту реконструкції зазначених ліній. Після реконструкції пропускна здатність ПЛ має бути не меншою ніж для проводу АС-240. Необхідність реконструкції ПЛ підтверджується дефектним актом від 15.08.18 (ст. 256-263 Додатку 8) та аналізом поточкорозподілу в аварійних та ремонтно-аварійних режимах (Розділ 9.3).

#### **21.1.35. Реконструкція ПЛ 110 кВ Застава – Чумка та Застава – ЮЗР**

Для збільшення пропускної спроможності зв'язків 110 кВ у південному районі м. Одеса та розділення існуючої «трихпроменевої зірки» на дві незалежні лінії: Застава – Чумка та Застава – ЮЗР 2» у період до 2024 року передбачено добудувати ділянку ЛЕП 110 кВ орієнтовною довжиною 4,43 км та виконати заміну існуючого проводу АС-185 на АС-240 (згідно п. 2.5.86 ПУЕ). Тип виконання зазначеної ЛЕП потребує уточнення при стадійному проектуванні. Необхідність вказаної реконструкції також підтверджується аналізом поточкорозподілу в післяаварійних та ремонтно-аварійних режимах (висновки розділу 9.3-9.6 Плану розвитку).

#### **21.1.36. Реконструкція ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово**

Для підвищення надійності живлення споживачів м. Одеса та зниження обсягів відключеного навантаження в ремонтно-аварійних режимах роботи мережі 110 кВ (аналіз режимів в Розділах 9.3-9.6) Планом розвитку передбачено реконструкцію дволанцюгової ПЛ 110 кВ Новоодеська – Таїрово № 1,2 з заміною існуючого проводу (АС-185) на провід марки АС-240 по всій довжині траси (2×43,804 км). Виконання цього заходу також передбачено Планом розвитку системи передачі на 2020-2029 роки.

#### **21.1.37. Реконструкція ПЛ 110 кВ Таїрово – Аркадія**

Для підвищення надійності живлення споживачів м. Одеса та зниження обсягів відключеного навантаження в ремонтно-аварійних режимах роботи мережі 110 кВ (аналіз режимів в Розділах 9.3-9.6) Планом розвитку передбачено реконструкцію дволанцюгової ПЛ 110 кВ Таїрово – Аркадія з заміною існуючого проводу (АС-185) на провід марки АС-240 по всій довжині траси (5,11 км). Необхідність реконструкції ПЛ підтверджується також дефектним актом від 15.08.18 (ст. 264-269 Додатку 8).



## **21.2. Пооб'єктний перелік проектів з нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення елементів системи розподілу рівня напруги 20 кВ і вище та узагальнений перелік заходів для рівня напруги нижче 20 кВ із прив'язкою до відповідних районів та зазначенням відповідного обсягу інвестицій і строків виконання впродовж наступних 5 календарних років**

З метою створення технічно та економічно обґрунтованого прогнозу розвитку мереж Компанії визначені необхідні обсяги нового будівництва, реконструкції та модернізації електричних мереж 6-110 кВ АТ "Одесаобленерго", було визначено основні першочергові заходи, які дозволять покращити надійність електропостачання споживачів в проблемних зонах.

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

План розвитку передбачає вирішення найбільш складних проблем енергопостачання, що склалися в електричних мережах 35-110 кВ АТ "Одесаобленерго".

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

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

Пооб'єктний перелік та етапи виконання заходів Плану розвитку системи розподілу АТ "Одесаобленерго" наведено в **Табл. 32**.

За умови відсутності стимулюючого тарифоутворення обсяги заходів, що можливо реалізувати в рамках Плану розвитку різко зменшаться. Пооб'єктний перелік та етапи виконання заходів Плану розвитку системи розподілу АТ "Одесаобленерго" без стимулюючого тарифоутворення наведено в

**Табл. 33.**



Табл. 32. Перелік та етапи виконання заходів ПРСР

№ з/п	Найменування заходів	шт./км*	Усього		Наявність проектної документації на початок прогнозного періоду (так/ні)	Стан виконання ПВР			Стан виконання БМР					Створюваний резерв потужності/пропускної здатності, МВт	Джерело фінансування	Критерії (відповідно до підпункту у 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	№ ст			
			кількість*	Кошторисна/оціночна вартість БМР тис. грн (без ПДВ)		початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	оціночна вартість ПВР, тис. грн (без ПДВ)	початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)											
											2020 рік	2021 рік	2022 рік							2023 рік	2024 рік	
1	2	3	4	5	6	7	8		10	12						13	14	15	16	17	18	
1	Нове будівництво об'єктів системи розподілу																					
1.1.	Підстанції рівня напруги 110 (154, 220) кВ, усього	шт	5.00	1458314.53							235331.33	102881.07	111414.57	112347.56	650000.0							
1.1.1.	Будівництво ПС 110/20 кВ "Чубайвка" з двома трансформаторами потужністю по 40 МВА кожен	шт	1	361974.53	так	2017	2018	1851.24	III кв. 2020	IV кв. 2023	35331.33	102881.07	111414.57	112347.56		51	Прибуток	1; 2; 3; 5; 8; 10	ст. 41 II Тому "Коригування схеми розвитку електричних мереж 35 кВ та вище м. Одеса на період 2011-2016 рр"; ТЕО "Реконструкція електричних мереж Південного РЕМ ПАТ "Одесаобленерго" з переведенням класу напруги 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ у м. Одеса. Висновок щодо обґрунтування переведення на 20 кВ на стор. 32.	Будівництво підстанції 110/20/20 кВ з двома трансформаторами потужністю по 40 МВА та КРУЕ 110 кВ у складі 2-х трансформаторних комірок, 2-х лінійних комірок та секційного вимикача 110 кВ	110	
1.1.2.	Будівництво ПС 110/20 кВ "Аеропортівська" з двома трансформаторами потужністю по 40 МВА кожен	шт	1	375000.00	ні	I кв. 2023	IV кв. 2023	2500.00	I кв. 2024	IV кв. 2026					350000.0	51	Плата за приєднання	1; 2; 3; 5; 8; 10	В зв'язку з розвитком району Черемушки в м. Одеса, а саме – перспективним будівництвом нових житлово-комунальних комплексів і мікрорайону Аеропортівський згідно генерального плану м. Одеса. Захід також передбачено "Схемою перспективного розвитку розподільних електричних мереж 20 кВ та вище на період з 2020 до 2029 рр. АТ "Одесаобленерго"	Будівництво ПС 110/20 кВ з двома трансформаторами потужністю по 40 МВА кожен та КРУЕ 110 кВ у складі 2-х трансформаторних комірок, 4-х лінійних комірок та СВ 110 кВ	116	
1.1.3.	Будівництво ПС 110/10 кВ "Червоний Хутір" з двома трансформаторами потужністю по 25 МВА кожен	шт	1	323170.00	ні	I кв. 2023	IV кв. 2023	2500.00	I кв. 2024	IV кв. 2026					300000.0	32	Прибуток	1; 2; 3; 5; 8; 10	ст. 36 II Тому "Коригування схеми розвитку електричних мереж 35 кВ та вище м. Одеса на період 2011-2016 рр"	Будівництво ПС 110/10/10 кВ з двома трансформаторами потужністю по 25 МВА кожен та КРУЕ 110 кВ у складі 2-х трансформаторних комірок, 10-ти лінійних комірок та СВ 110 кВ	117	
1.1.4.	Будівництво ПС 110/35/10 кВ "Олександрівка" з двома трансформаторами потужністю по 25 МВА кожен	шт	1	198170.00	ні	I кв. 2024	IV кв. 2024	2500.00	I кв. 2025	IV кв. 2028						32	Прибуток	1; 2; 3; 5; 8; 10	ст. 37 II Тому "Коригування схеми розвитку електричних мереж 35 кВ та вище м. Одеса на період 2011-2016 рр", генеральний план с. Олександрівка	Будівництво підстанції 110/35/10 кВ з двома трансформаторами потужністю по 25 МВА та ВРП 110 кВ у складі 2-х трансформаторних комірок, 2-х лінійних комірок та секційного вимикача 110 кВ	119	
1.1.5.	Будівництво ПС 110/35 кВ "Южне Енерджи" з двома трансформаторами потужністю по 40 МВА кожен (ВЕС 76,5 МВт ТОВ "Южне Енерджи")	шт	1	200000.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	3000.00	I кв. 2020	IV кв. 2020	200000.0					51	Плата за приєднання	1, 2, 4, 5, 6, 8, 10	ТУ №0818-2018-0101 від 08.01.2019 на приєднання ВЕС ТОВ "Южне Енерджи" потужністю 76,5 МВт	Будівництво ПС 110/35 кВ "Южне Енерджи" з двома трансформаторами потужністю 40 МВА кожен та РУ-110 кВ по схемі місток з вимикачами в колах трансформаторів і колах ліній.	117	
1.2.	Підстанції рівня напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього	шт	2.00	90369.00							91784.00	-	-	-	-							
1.2.1.	Будівництво ПС 35/6 кВ "Гудзовка" з двома трансформаторами по 10 МВА кожен (СЕС "Гудзовка-Солар-1" та	шт	1	51939.00	так	I кв. 2019	IV кв. 2019	1450.00	I кв. 2020	IV кв. 2020	51939.00					13	Плата за приєднання	1, 2, 4, 5, 6, 8, 10	ТУ №0744-2017-0101 від 05.01.2018 на приєднання СЕС 9,9 МВт ТОВ "Гудзовка-Солар-1" та ТУ №0741-2017-0101 від	Будівництво двотрансформаторної ПС 35/6 кВ Гудзовка з двома трансформаторами		





№ з/п	Найменування заходів	шт./км*	Усього		Наявність проектної документації на початок прогнозного періоду (так/ні)	Стан виконання ПВР			Стан виконання БМР					Створюваний резерв потужності/пропускної здатності, МВт	Джерело фінансування	Критерії (відповідно до підпункту у 3.2.6 глави 3.2 КСР)	Обґрунтування включення до ПРСР (СПР, технічний стан, ПРСР, вимога ОСП тощо), вказати назву документа та сторінку	Стислий опис робіт	№ ст		
			кількість*	Кошторисна/оціночна вартість БМР тис. грн (без ПДВ)		початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	оціночна вартість ПВР, тис. грн (без ПДВ)	початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)										
											2020 рік	2021 рік	2022 рік							2023 рік	2024 рік
	"Гудзовка-Солар-2")																	05.01.2018 на придбання СЕС 9,9 МВт ТОВ "Гудзовка-Солар-2"	по 10 МВА кожен зі схемою РУ 35-5 «Одна секціонована вимикачем система шин». Спорудження "заходів" від ПЛ-35 кВ Ізмайл-Виставка		
1.2.2.	Будівництво ПС 35 кВ "Карго" з двома трансформаторами 4 МВА кожен (ТОВ "М.В. Карго")	шт	1	38430.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	1450.00	I кв. 2020	IV кв. 2020	39845.00				5	Плата за придбання	1, 2, 5, 6, 8, 10	ТУ №0383-2019-0101 від 04.07.2019 на придбання терміналу по перевантаженню зернових вантажів ТОВ "Карго" електричним навантаженням 3,2 МВт	Будівництво двотрансформаторної ПС 35/10 кВ Карго з двома трансформаторами по 4 МВА кожен зі схемою РУ 35-5 «Одна секціонована вимикачем система шин». Спорудження "заходів" від ПЛ-35 кВ Доброславська-Бройлерна		
1.3.	Лінії електропередачі рівня напруги 110 (154, 220) кВ, усього	км	60,4	742020.00							52020.00	248333.33	290833.33	159000.00	1000.00						
1.3.1.	Будівництво КЛ 110 кВ Маразлівська - Чумка	км	2×4,7	222500.00	так	2017	2017	993.55	II кв. 2021	IV кв. 2023		150000.00	55833.33	16666.67		Амортизація	1; 2; 3; 5; 8; 10	ст. 48-49 II Тому "Коригування схеми розвитку електричних мереж 35 кВ та вище м. Одеса на період 2011-2016 рр"	Будівництво дволанцюгової КЛ 110 кВ перерізом 800 мм2	122	
1.3.2.	Будівництво КЛ 110 кВ Чумка - Чубайвка	км	4,5	200000.00	ні	I кв. 2021	IV кв. 2021	1666.67	I кв. 2022	IV кв. 2023			190000.00	10000.00	50	Прибуток	1; 2; 3; 5; 8; 10	ст. 41 II Тому "Коригування схеми розвитку електричних мереж 35 кВ та вище м. Одеса на період 2011-2016 рр"	Будівництво одноланцюгової КЛ 110 кВ	110	
1.3.3.	Будівництво КЛ 110 кВ ЮЗР - Чубайвка	км	2,5	133333.33	ні	I кв. 2022	IV кв. 2022	833.33	I кв. 2023	IV кв. 2024				132333.33	1000.00	Прибуток	1; 2; 3; 5; 8; 10	ст. 41 II Тому "Коригування схеми розвитку електричних мереж 35 кВ та вище м. Одеса на період 2011-2016 рр"	Будівництво одноланцюгової КЛ 110 кВ	110	
1.3.4.	Будівництво ПЛ 110 кВ Кароліно - МІЗ, Овідіополь - МІЗ	км	2×10	134166.67	так	2017	2017	1916.10	II кв. 2021	IV кв. 2022		98333.33	45000.00		60	Амортизація	1; 2; 3; 4; 5	Протокол засідання секції "Електроенергетика" Науково-технічної ради Міненерговугілля України від 13.11.2017 Захід також передбачено "Схемою перспективного розвитку розподільних електричних мереж 20 кВ та вище на період з 2020 до 2029 рр. АТ "Одесаобленерго"	Будівництво дволанцюгової ПЛ 110 кВ з повітряним переходом через Білгород-Дністровський лиман	123	
1.3.5.	Будівництво ПЛ 110 кВ Аджалик-Южне Енерджі-Сичавка (ВЕСТОВ"Южне Енерджі")	км	24	52020.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	1368.00	I кв. 2020	IV кв. 2020	52020.00				51	Плата за придбання	1, 2, 4, 5, 6, 8, 10	ТУ №0818-2018-0101 від 08.01.2019 на придбання ВЕС ТОВ "Южне Енерджі" потужністю 76,5 МВт	Будівництво від ПС "Аджалик" одноланцюгової (в габаритах дволанцюгової, але з підвіскою тільки одного ланцюга) до РУ 110 кВ (Іс.ш.) ПС "Сичавка" ПЛ 110 кВ Аджалик – Южне Енерджі - Сичавка проводом марки АС-240	117	
1.4.	Лінії електропередачі рівня напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього	км	3.00	7491.67							-	-	2125.00	-	5366.67						
1.4.1.	КЛ-20 кВ ПС Чубайвка - РП Стрельбищний	км	0.85	2125.00	ні	I кв. 2021	IV кв. 2021	83.33	I кв. 2022	III кв. 2022			2125.00			Прибуток	1; 2; 3; 5; 8; 10	ТЕО "Реконструкція електричних мереж Південного РЕМ ПАТ "Одесаобленерго" з переведенням класу напруги 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ у м. Одеса. Висновок щодо обґрунтування переведення на 20 кВ на стор. 32.	Будівництво КЛ-20 кВ	108	
1.4.2.	КЛ-20 кВ ЮЗР-РП Жаботинський	км	1.9	4750.00	ні	I кв. 2023	IV кв. 2023	166.67	I кв. 2024	III кв. 2024				4750.00		Прибуток	1; 2; 3; 5; 8; 10	ТЕО "Реконструкція електричних мереж	Будівництво КЛ-20 кВ	108	





№ з/п	Найменування заходів	шт./км*	Усього		Наявність проекційної документації на початок прогнозного періоду (так/ні)	Стан виконання ПВР			Стан виконання БМР					Створюваний резерв потужності/пропускної здатності, МВт	Джерело фінансування	Критерії (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2 КСР)	Обґрунтування включення до ПРСР (СПР, технічний стан, ПРСР, вимога ОСП тощо), вказати назву документа та сторінку	Стислий опис робіт	№ ст			
			кількість*	Кошторисна/оціночна вартість БМР тис. грн (без ПДВ)		початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	оціночна вартість ПВР, тис. грн (без ПДВ)	початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)											
											2020 рік	2021 рік	2022 рік							2023 рік	2024 рік	
1.4.3.	КЛ-20 кВ ПС Чубайівка - РП Люстдорф	км	0.245	616.67	ні	I кв. 2023	IV кв. 2023	83.33	I кв. 2024	III кв. 2024						616.67		Прибуток	1; 2; 3; 5; 8; 10	ТЕО "Реконструкція електричних мереж Південного РЕМ ПАТ "Одесаобленерго" з переведенням класу напруги 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ у м. Одеса. Висновок щодо обґрунтування переведення на 20 кВ на стор. 32.	Будівництво КЛ-20 кВ	108
Усього (сума по п.1.1-1.4)				2298195.20							379135.33	351214.40	404372.90	271347.56	656366.67							
2.	Реконструкція, технічне переоснащення об'єктів системи розподілу																					
2.1.	Підстанції рівня напруги 110 (154, 220) кВ, усього	шт	36.00	2549307.36							353434.43	316037.36	273177.46	743715.66	343548.67							
2.1.1	ПС 110 кВ "Чумка"	шт	1	550821.46	так	2016	2016	2435.49	I кв. 2020 (продовження виконання БМР)	IV кв. 2020	45761.00					21	Амортизація	1; 2; 3; 5; 8	ст. 32 II Тому "Коригування схеми розвитку електричних мереж 35 кВ та вище м. Одеса на період 2011-2016 рр" Дефектні акти від 04.06.2019	Заміна Т-2 на 110/35/6 кВ потужністю 80 МВА, заміна 15 масляних вимикачів 6 кВ, заміна ТН 110 кВ, заміна 4-х ТН 6 кВ, модернізація РЗА		124
2.1.2	ПС 110 кВ "Кримська" (продовження виконання БМР)	шт	1	119521.72	так	2016	2016	370.56	I кв. 2020 (продовження виконання БМР)	IV кв. 2022	85662.43	23370.69	10488.61			14	Амортизація	1; 2; 3; 5; 8	ст. 39-40 II Тому "Коригування схеми розвитку електричних мереж 35 кВ та вище м. Одеса на період 2011-2016 рр"	Будівництво КРУЕ 110 кВ. Заміна Т-1 і Т-2 потужністю 40 МВт на трансформатори 110/10/10 кВ потужністю по 63 МВА кожен		125
2.1.3	ПС 110 кВ "Кримська" (Реконструкція РУ 10 кВ)	шт	1	37062.19	ні	I кв. 2020	IV кв. 2020	1786.40	I кв. 2022	IV кв. 2022							Амортизація	1; 2; 3; 8	аварійний стан будівлі ЗРУ, необхідність розширення ЗРУ для забезпечення нормативних схем живлення споживачів.	Будівництво нового ЗРУ 10 кВ		129
2.1.4	ПС 110 кВ "МІЗ" (РУ 110 кВ)	шт	1	158333.33	так	2018	2018	1400.04	I кв. 2021	IV кв. 2022		112500.00	47500.00				Прибуток	1; 2; 3; 4; 5	Протокол засідання секції "Електроенергетика" Науково-технічної ради Міненерговугілля України від 13.11.2017 Захід також передбачено "Схемою перспективного розвитку розподільних електричних мереж 20 кВ та вище на період з 2020 до 2029 рр. АТ "Одесаобленерго"	Реконструкція РУ 110 кВ для приєднання ПЛ 110 кВ Кароліно - МІЗ та Овідіополь - МІЗ		123
2.1.5	ПС 110 кВ "ЮЗР"	шт	1	291666.67	ні	I кв. 2020	IV кв. 2020	6547.00	I кв. 2021	IV кв. 2023		125000.00	58166.67	108500.00		6	Амортизація	1; 2; 3; 5; 8	ст. 32 II Тому "Коригування схеми розвитку електричних мереж 35 кВ та вище м. Одеса на період 2011-2016 рр" Дефектні акти від 02.06.2019. Захід також передбачено "Схемою перспективного розвитку розподільних електричних мереж 20 кВ та вище на період з 2020 до 2029 рр. АТ "Одесаобленерго"	Будівництво КРУЕ 110 кВ. Заміна Т-1 і Т-2 (існуючі трансформатори потужністю по 40 МВА; рік вводу 1999, 2004) на трансформатори 110/20/10 кВ потужністю по 63 МВА кожен, будівництво ЗРУ 20 кВ, заміна МВ 10 кВ на вакуумні вимикачі 10 кВ, заміна 2-х ТВП, заміна 4-х ТН 10 кВ та модернізація РЗА		130
2.1.6	ПС 110 кВ "Ізмаїл"	шт	1	204800.00	ні	I кв. 2020	IV кв. 2020	404.70	I кв. 2021	IV кв. 2023		55166.67	112500.00	37133.33			Амортизація	1; 2; 3; 4;	Для підвищення надійності	Реконструкція		131



№ з/п	Найменування заходів	шт./км*	Усього		Наявність проектної документації на початок прогнозного періоду (так/ні)	Стан виконання ПВР			Стан виконання БМР					Створюваний резерв потужності/пропускної здатності, МВт	Джерело фінансування	Критерії (відповідно до підпункту у 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	№ ст			
			кількість*	Кошторисна/оціночна вартість БМР тис. грн (без ПДВ)		початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	оціночна вартість ПВР, тис. грн (без ПДВ)	початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)											
											2020 рік	2021 рік	2022 рік							2023 рік	2024 рік	
																5; 8	живлення Ізмаїльського кільця. Заміна морально та фізично застарілого обладнання, що відпрацювало більше 40 років. Дефектні акти від 05.06.2019	підстанції зі встановленням додаткової коміррки 110 кВ з ЕВ для приєднання ПЛ 110 кВ Ізмаїл - Кілія №2, заміною 8-ми масляних вимикачів 110 кВ на ЕВ 110 кВ, заміною ТН 110 та модернізацією РЗА				
2.1.7	ПС 110 кВ "Ізмаїл"	шт	1	56400.00	ні	I кв. 2022	IV кв. 2022	1200.00	I кв. 2023	IV кв. 2023					56400.00		6	Амортизація	1; 2; 3; 4; 5; 8	Заміна морально та фізично застарілого обладнання, що відпрацювало більше 40 років. Дефектні акти від 05.06.2019 Заміна на трансформатори потужністю 16 МВА недоцільна через приєднання СЕС 9,9 МВт ТОВ "Гудзовка-Солар-1", СЕС 9,9 МВт ТОВ "Гудзовка-Солар-2" та СЕС 7 МВт ТОВ "Порт-Солар" та перспективне зростання навантаження. Захід також передбачено "Схемою перспективного розвитку розподільних електричних мереж 20 кВ та вище на період з 2020 до 2029 рр. АТ "Одесаобленерго"	Реконструкція підстанції із заміною Т-1 та Т-2 (існуюча потужність 2х20 МВА; рік вводу 1967, 1968) на трансформатори 110/35/6 кВ потужністю по 25 МВА кожен, заміною 21-го масляних вимикачів 6 кВ на вакуумні, заміною ТН 6 кВ та модернізацією РЗА	131
2.1.8	ПС 110 кВ "Кілія"	шт	1	7460.00	ні	I кв. 2021	IV кв. 2021	500.00	I кв. 2022	IV кв. 2022					7460.00			Амортизація	1; 2; 3; 5; 8	Заміна морально та фізично застарілого обладнання Дефектні акти від 05.06.2019	Заміна 4-х масляних вимикачів 35 кВ на вакуумні та заміною 2-х ТВП	132
2.1.9	ПС 110 кВ "Еталон"	шт	1	37833.00	ні	I кв. 2022	IV кв. 2022	1200.00	I кв. 2023	IV кв. 2023					37833.00			Амортизація	1; 2; 3; 5; 8	Заміна морально та фізично застарілого обладнання. Дефектні акти від 05.06.2019	Заміна ВД/КЗ на ЕВ 110 кВ, заміна 1-го масляного вимикача 110 кВ на ЕВ 110 кВ, заміна 8-ми масляних вимикачів 35 кВ на вакуумні вимикачі, заміна 17 масляних вимикачів 10 кВ на вакуумні, заміна 2-х ТН 110 кВ, заміна 1 ТН 10 кВ, заміна ТВП та модернізація РЗА	133
2.1.10	ПС 110 кВ "Б. Дністровськ"	шт	1	24500.00	ні	I кв. 2022	IV кв. 2022	1200.00	I кв. 2023	IV кв. 2023					24500.00			Амортизація	1; 2; 3; 5; 8	Заміна морально та фізично застарілого обладнання Дефектні акти від 05.06.2019	Заміна двох ВД/КЗ 110 кВ на ЕВ 110 кВ, заміна 1 масляного вимикача 110 кВ на ЕВ 110 кВ, заміна 21 вимикача 10 кВ на вакуумні та модернізація РЗА.	133
2.1.11	ПС 110 кВ "МІЗ" (РУ 10 кВ)	шт	1	27000.00	ні	I кв. 2022	IV кв. 2022	800.00	I кв. 2023	IV кв. 2023					27000.00			Прибуток	1; 2; 3; 5; 8	Заміна морально та фізично застарілого обладнання Дефектні акти від 05.06.2019	Заміна 27 масляних вимикачів 10 кВ на вакуумні, модернізація РЗА	133
2.1.12	ПС 110 кВ "Суворівська"	шт	1	56500.00	так				I кв. 2023	IV кв. 2023					56500.00			Амортизація	1; 2; 3; 8; 10	ст. 38-39 II Тому "Коригування схеми розвитку електричних мереж 35 кВ та вище м. Одеса на період 2011-2016 рр"	Спорудження КРПЗ 35 кВ, заміна Т-2 (існуючий трансформатор 110/10 кВ потужністю 40МВА; рік вводу 1980) на трансформатор 110/35/10 кВ потужністю 40 МВА (для розвитку РУ 35 кВ), реконструкція РУ 10 кВ (в зв'язку з підключенням триобмоткового трансформатора	113



№ з/п	Найменування заходів	шт./км*	Усього		Наявність проектної документації на початок прогнозного періоду (так/ні)	Стан виконання ПВР			Стан виконання БМР					Створюваний резерв потужності/пропускної здатності, МВт	Джерело фінансування	Критерії (відповідно до підпункту у 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	№ ст			
			кількість*	Кошторисна/оціночна вартість БМР тис. грн (без ПДВ)		початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	оціночна вартість ПВР, тис. грн (без ПДВ)	початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)											
											2020 рік	2021 рік	2022 рік							2023 рік	2024 рік	
																		взамін трансформатора з розщепленим обмотками)				
2.1.13	ПС 110 кВ "Ш. Балка"	шт	1	66666.67	ні	I кв. 2022	IV кв. 2022	1666.67	I кв. 2023	IV кв. 2024					65666.67	1000.00	11	Амортизація	1; 2; 3; 5; 8	Недостатня трансформаторна потужність, заміна морально та фізично застарілого обладнання Дефектні акти від 03.06.2019. Захід також передбачено "Схемою перспективного розвитку розподільних електричних мереж 20 кВ та вище на період з 2020 до 2029 рр. АТ "Одесаобленерго"	Заміна Т-1 і Т-2 (існуючі трансформатори по 16 МВА, рік вводу 1979) на трансформатори 110/35/6 кВ потужністю по 25 МВА кожен, заміною 6-ти масляних вимикачів 6 кВ на вакуумні, заміною 2-х ТВП, 1 ТН 6 кВ, встановленням ТН 110 кВ та модернізацією РЗА	133
2.1.14	ПС 110 кВ "Ленінська"	шт	1	100333.33	ні	I кв. 2022	IV кв. 2022	2500.00	I кв. 2023	IV кв. 2024					99333.33	1000.00		Амортизація	1; 2; 3; 5; 8	ст. 40 П Тому "Коригування схеми розвитку електричних мереж 35 кВ та вище м. Одеса на період 2011-2016 рр" Дефектні акти від 04.06.2019	Будівництво КРУЕ 110 кВ. Заміна 26 масляних вимикачів 6 кВ на вакуумні, заміна 2-х ТВП 6 кВ, заміна 4-х ТН 6 кВ, модернізація РЗА	133
2.1.15	ПС 110 кВ "Іллічівськ"	шт	1	120816.00	ні	I кв. 2022	IV кв. 2022	1800.00	I кв. 2023	IV кв. 2024					119816.00	1000.00	4	Амортизація	1; 2; 3; 5; 8	ст. 175 "Плану розвитку системи передачі на 2020-2029 роки" Морально та фізично застаріле обладнання. Дефектні акти від 02.06.2019	Заміна Т-2 (існуюча потужність 20 МВА, рік вводу 1968) на трансформатор 110/35/10 кВ потужністю 25 МВА, заміна 16-ти масляних вимикачів 10 кВ на вакуумні, заміна ТВП, заміна 2-х ТН 10 кВ та модернізація РЗА	134
2.1.16	ПС 110 кВ "Овідіополь"	шт	1	15500.00	ні	I кв. 2023	IV кв. 2023	800.00	I кв. 2023	IV кв. 2023					15500.00			Амортизація	1; 2; 3; 5; 8	Заміна морально та фізично застарілого обладнання, приведення РУ 35 кВ у відповідність до вимог норм Дефектні акти від 05.06.2019	Встановлення СВ 35 кВ, заміна 3-х масляних вимикачів 35 кВ, заміна 11 масляних вимикачів 10 кВ, заміна 1 ТН 35 кВ та модернізація РЗА	136
2.1.17	ПС 110 кВ "Олексіївка"	шт	1	38000.00	ні	I кв. 2023	IV кв. 2023	1666.67	I кв. 2023	IV кв. 2023					38000.00			Амортизація	1; 2; 3; 5; 8	Заміна морально та фізично застарілого обладнання. Заміна трансформатора потужністю 7,5 МВА з метою зниження технічних втрат e/c Дефектні акти від 05.06.2019.	Заміна Т-1 (існуючий тр-р потужністю 7,5 МВА, 1977 р. В.) на трансформатор 110/35/10 кВ потужністю 6,3 МВА, заміна ВД/КЗ 110 кВ на ЕВ, заміна масляного вимикача 110 кВ (1980 р.в.) на ЕВ 110 кВ, заміна 5 масляних вимикачів 35 кВ (1981-1983 р.в.) на вакуумні, заміна 2-х ТН 110 кВ (1983 р.в.), заміна 1 ТН 10 кВ (1983 р.в.), модернізація РЗА	134
2.1.18	ПС 110 кВ "Ісаєво"	шт	1	23533.33	ні	I кв. 2023	IV кв. 2023	1200.00	I кв. 2023	IV кв. 2023					23533.33			Амортизація	1; 2; 3; 5; 8	Заміна морально та фізично застарілого обладнання, що відпрацювало більше 40 років. Дефектні акти від 05.06.2019	Заміна ВД/КЗ на ЕВ 110 кВ, встановлення СВ 35 кВ, заміна масляного вимикача 110 кВ на ЕВ 110 кВ, заміна 6-х масляних вимикачів 35 кВ, заміна 2-х ТВП та модернізація РЗА	135
2.1.19	ПС 110 кВ "Северна"	шт	1	95000.00	ні	I кв. 2023	IV кв. 2023	1666.67	I кв. 2023	IV кв. 2025					34000.00	50000.00		Амортизація	1; 2; 3; 8	Заміна трансформаторів, що відпрацювали більше 50 років, заміна морально та фізично застарілого обладнання, що відпрацювало	Заміна Т-1 і Т-2 (існуючі тр-ри потужністю 2x40 МВА, рік вводу 1973,1975) на	135



№ з/п	Найменування заходів	шт./км*	Усього		Наявність проектної документації на початок прогнозного періоду (так/ні)	Стан виконання ПВР			Стан виконання БМР					Створюваний резерв потужності/пропускної здатності, МВт	Джерело фінансування	Критерії (відповідно до підпункту у 3.2.6 глави 3.2 КСР)	Обґрунтування включення до ПРСР (СПР, технічний стан, ПРСР, вимога ОСП тощо), вказати назву документа та сторінку	Стислий опис робіт	№ ст			
			кількість*	Кошторисна/оціночна вартість БМР тис. грн (без ПДВ)		початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	оціночна вартість ПВР, тис. грн (без ПДВ)	початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)											
											2020 рік	2021 рік	2022 рік							2023 рік	2024 рік	
																		більше 40 років. Приведення ВРП 110 кВ у відповідність до вимог ПУЕ. Дефектні акти від 03.06.2019	трансформатори 110/35/10 кВ потужністю по 40 МВА, реконструкцією ВРП 110 кВ зі встановленням СВ 110 кВ та заміною 4-х масляних вимикачів 110 кВ на ЕВ 110 кВ, заміною 6-ти масляних вимикачів 35 кВ на вакуумні, заміною 13 масляних вимикачів на вакуумні, заміною 2-х ТН 110 кВ, 2-х ТН 35 кВ та 2-х ТН 10 кВ та модернізацією РЗА			
2.1.20	ПС 110 кВ "Кучургани"	шт	1	58333.33	ні	I кв. 2023	IV кв. 2023	1666.67	I кв. 2024	IV кв. 2025						57333.33	Амортизація	1; 2; 3; 8	Заміна трансформаторів, що відпрацювали більше 40 років, заміна морально та фізично застарілого обладнання, що відпрацювало більше 40 років.	Заміна Т-1 і Т-2 (існуючі тр-ри потужністю 2х16 МВА) на трансформатори 110/35/10 кВ потужністю по 16 МВА кожен, заміною ВД/КЗ на ЕВ 110 кВ, заміною 5-ти масляних вимикачів 35 кВ на вакуумні, заміною 6-ти масляних вимикачів 10 кВ на вакуумні, заміною 2-х ТВП, заміною ТН 35 кВ та модернізацією РЗА	135	
2.1.21	ПС 110 кВ "Роздільна"	шт	1	68333.33	ні	I кв. 2023	IV кв. 2023	1666.67	I кв. 2024	IV кв. 2025						67333.33	Амортизація	1; 2; 3; 5; 8	Заміна трансформаторів, що відпрацювали більше 40 років, заміна морально та фізично застарілого обладнання, що відпрацювало більше 40 років. Дефектні акти від 02.06.2019	Заміна Т-1 і Т-2 (існуючі тр-ри потужністю 2х16 МВА, рік вводу 1974, 1976) на трансформатори 110/35/10 кВ потужністю по 16 МВА кожен, заміною ВД/КЗ на ЕВ 110 кВ, заміною 2-х холівних вимикачів 110 кВ на ЕВ 110 кВ, заміною 7-ми масляних вимикачів 35 кВ на вакуумні, заміною 2-х ТВП, заміною 2-х ТН 110, 1 ТН 35 кВ і 1 ТН 10 кВ та модернізацією РЗА	135	
2.1.22	ПС 110 кВ "ЗРС"	шт	1	72000.00	ні	I кв. 2023	IV кв. 2023	1666.67	I кв. 2024	IV кв. 2025						71000.00	Амортизація	1; 2; 3; 5; 8	ст. 34 II Тому "Коригування схеми розвитку електричних мереж 35 кВ та вище м. Одеса на період 2011-2016 рр" Дефектні акти від 04.06.2019	Будівництво КРУЕ 110 кВ. Заміна 10 масляних вимикачів 6 кВ на вакуумні, заміна 2-х ТН 6 кВ, модернізація РЗА	136	
2.1.23	ПС 110 кВ "Теплична"	шт	1	41850.00	ні	I кв. 2023	IV кв. 2023	1666.67	I кв. 2024	IV кв. 2025						40850.00	6	Амортизація	1; 2; 3; 5; 8	ст. 35 II Тому "Коригування схеми розвитку електричних мереж 35 кВ та вище м. Одеса на період 2011-2016 рр" Дефектні акти від 02.06.2019	Заміна Т-2 (існуюча потужність 16 МВА; рік вводу 1987) на трансформатор 110/35/10 кВ потужністю 25 МВА, заміною ВД/КЗ на ЕВ 110 кВ, заміною 3-х масляних вимикачів 35 кВ на вакуумні, заміною 7-ми масляних вимикачів 10 кВ на вакуумні, заміною ТВП, встановленням	136



№ з/п	Найменування заходів	шт./км*	Усього		Наявність проектної документації на початок прогнозного періоду (так/ні)	Стан виконання ПВР			Стан виконання БМР					Створюваний резерв потужності/пропускної здатності, МВт	Джерело фінансування	Критерії (відповідно до підпункту у 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	№ ст		
			кількість*	Кошторисна/оціночна вартість БМР тис. грн (без ПДВ)		початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	оціночна вартість ПВР, тис. грн (без ПДВ)	початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)										
											2020 рік	2021 рік	2022 рік							2023 рік	2024 рік
																		2-х ТН 110 кВ, заміною ТН 35 кВ, заміною 2-х ТН 10 кВ та модернізацією РЗА			
2.1.24	ПС 110 кВ "Чорноморка"	шт	1	22866.00	ні	I кв. 2023	IV кв. 2023	1200.00	I кв. 2024	IV кв. 2024						22866.00	<i>Амортизація</i>	1; 2; 3; 5; 8	ст. 36 П Тому "Коригування схеми розвитку електричних мереж 35 кВ та вище м. Одеса на період 2011-2016 рр" Дефектні акти від 02.06.2019	Заміна ВД/КЗ на ЕВ 110 кВ, заміною 2-х ТВП, встановленням 2-х ТН 110 кВ, заміною 1 ТН 10 кВ та модернізацією РЗА	136
2.1.25	ПС 110 кВ "Струмок"	шт	1	32166.00	ні	I кв. 2023	IV кв. 2023	1666.67	I кв. 2024	IV кв. 2025						31166.00	<i>Амортизація</i>	1; 2; 3; 4; 5; 8	Заміноморально та фізично застарілого обладнання, що відпрацювало більше 40 років. Приведення РУ 10 та 35 кВ у відповідність до вимог ПУЕ Дефектні акти від 05.06.2019	Заміна ВД/КЗ на ЕВ 110 кВ, встановлення СВ 110 кВ, заміна 1 масляного вимикача 110 кВ на ЕВ 110 кВ, заміна 5-ти масляних вимикачів 35 кВ на вакуумні, заміна 6 масляних вимикачів 10 кВ на вакуумні, встановлення 1 ТН 110 кВ, встановлення СВ 35 та 10 кВ і модернізація РЗА	137
2.1.26	ПС 110 кВ Ізмаїл ("Гудзовка-Солар-2")	шт	1	14718.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	1068.00	I кв. 2020	IV кв. 2020	14718.00						<i>Плата за придбання</i>	1, 2, 4, 6, 8, 10	ТУ №0741-2017-0101 від 05.01.2018 на придбання СЕС 9,9 МВт ТОВ "Гудзовка-Солар-2"	Реконструкція РУ-35 кВ з установкою КРПЗ-35 кВ	
2.1.27	ПС 110 кВ Сичавка (СЕС ТОВ "Сичавка Енерджи")	шт	1	43356.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	1119.00	I кв. 2020	IV кв. 2020	43356.00						<i>Плата за придбання</i>	1, 2, 4, 6, 8	ТУ №0550-2018-0101 від 14.10.2018 на придбання СЕС 12 МВт ТОВ "Сичавка Енерджи"	Реконструкція ПС 110 кВ «Сичавка»: ВРП-110 кВ з заміною ВД та КЗ-110 кВ на елегазові В-110 кВ, заміна існуючого РУ-10 кВ на БКРПЗ-10 кВ з перезаведенням існуючих споживачів та встановленням додаткових чотирьох комірок 10 кВ (дві лінійні комірки та дві комірки ТН-10кВ)	
2.1.28	ПС 110 кВ Петрівка (СЕС ТОВ "Куріс Енерджи")	шт	1	63213.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	1414.50	I кв. 2020	IV кв. 2020	63213.00				9	<i>Плата за придбання</i>	1, 2, 4, 5, 6, 8	ТУ №0551-2018-0101 від 11.10.2018 на придбання СЕС 11,3 МВт ТОВ "Куріс Енерджи"	Реконструкція ПС 110 кВ Петрівка: реконструкція ОРУ-110 кВ по схемі "Місток з вимикачами в колах трансформаторів та ремонтною перемичкою з боку ліній електропередавання"; установка другого силового трансформатору 110/35/10 кВ потужністю 10 МВА; реконструкцію РУ-10 кВ з установкою нового БКРПЗ-10 кВ передбачивши перезаведення існуючих споживачів та встановлення чотирьох додаткових комірок 10 кВ (двох лінійних та двох з ТН-10 кВ); будівництво другого заходу ПЛ-110 кВ Доброславська-Донська на ПС-110 кВ Петрівка		
2.1.29	ПС 110 кВ Ш.Балка (СЕС ТОВ "Майори	шт	1	37293.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	1506.00	I кв. 2020	IV кв. 2020	37293.00						<i>Плата за придбання</i>	1, 2, 4, 6, 8	ТУ №0560-2018-0101 від 12.10.2018 на придбання	Реконструкція ПС 110/6 кВ «Широка	



№ з/п	Найменування заходів	шт./км*	Усього		Наявність проектної документації на початок прогнозного періоду (так/ні)	Стан виконання ПВР			Стан виконання БМР					Створюваний резерв потужності/пропускної здатності, МВт	Джерело фінансування	Критерії (відповідно до підпункту у 3.2.6 глави 3.2 КСР)	Обґрунтування включення до ПРСР (СПР, технічний стан, ПРСР, вимога ОСП тощо), вказати назву документа та сторінку	Стислий опис робіт	№ ст		
			кількість*	Кошторисна/оціночна вартість БМР тис. грн (без ПДВ)		початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	оціночна вартість ПВР, тис. грн (без ПДВ)	початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)										
											2020 рік	2021 рік	2022 рік							2023 рік	2024 рік
	Енерджи")																				
2.1.30	ПС 110 кВ Донська (СЕС ТОВ "Степанівка Солар")	шт	1	14400.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	396.00	I кв. 2020	IV кв. 2020	14400.00						Плата за приєднання	1, 2, 4, 6, 8	ТУ № 0041-2019-0101 від 21.02.2019 на приєднання СЕС 15 МВт ТОВ "Степанівка-Солар"	Реконструкція ПС 110 кВ Донська: заміна існуючого РП 10 кВ на РП типу БКРПЗ-10 кВ, переведення існуючих приєднань 10 кВ в новий БКРПЗ-10 кВ, встановлення двох додаткових лінійних комірок з ВВ-10 кВ для організації нових приєднань у бік СЕС, чотирьох комірок з ТН-10 кВ.	
2.1.31	ПС 110 кВ Суворово (СЕС ТОВ "Одеса Грін Енерджи")	шт	1	1974.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	228.00	I кв. 2020	IV кв. 2020	1974.00						Плата за приєднання	1, 2, 4, 6	ТУ № 0090-2019-0101 від 24.03.2019 на приєднання СЕС 9,8 МВт ТОВ "Одеса Грін Енерджи"	Реконструкція ПС 110 кВ «Суворово»: заміна комірки 35 кВ «БНС-3» на комірку з ВВ-35 кВ, реконструкція комірок ТН-1СШ 35 кВ та ТН-2СШ 35 кВ з встановленням блоків ТН-35.	
2.1.32	ПС 110 кВ Староказаче (ВЕС ТОВ "Дністровська вітроелектростанція")	шт	1	3847.50	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	99.00	I кв. 2020	IV кв. 2020	3847.50						Плата за приєднання	1, 2, 4, 6, 8	ТУ № 0066-2019-0101 від 06.03.2019 на приєднання ВЕС 100,05 МВт ТОВ "Дністровська вітроелектростанція"	Реконструкція ПС 110 кВ Староказаче: установка комірки 110 кВ, модернізація РЗА	
2.1.33	ПС 110 кВ Залізничне (СЕС ТОВ "Солар Болград")	шт	1	14000.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	396.00	I кв. 2020	IV кв. 2020	14000.00						Плата за приєднання	1, 2, 4, 6, 8	Дата подачі заяви 19.03.2019	Реконструкція ПС 110 кВ Залізничне: заміна існуючого РП 10 кВ на РП типу БКРПЗ-10 кВ, переведення існуючих приєднань 10 кВ в новий БКРПЗ-10 кВ, встановлення двох додаткових лінійних комірок з ВВ-10 кВ для організації нових приєднань у бік СЕС, чотирьох комірок з ТН-10 кВ.	
2.1.34	ПС 110 кВ Залізничне (СЕС ТОВ "Кубей Солар")	шт	1	6372.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	420.00	I кв. 2020	IV кв. 2020	6372.00						Плата за приєднання	1, 2, 4, 6, 8	ТУ № 0087-2019-0101 від 18.03.2019 на приєднання СЕС 8 МВт ТОВ "Кубей-Солар"	Реконструкція ПС 110/35/10 кВ Залізничне з установкою БСК на напрузі 35 кВ на кожній СШ 35 кВ	
2.1.35	ПС 110 кВ Теплична (ТОВ "КАСІБУС")	шт	1	22837.50	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	643.50	I кв. 2020	IV кв. 2020	22837.50			8			Плата за приєднання	1, 2, 4, 5, 6, 8	ТУ № 0634-2016-0101 від 21.11.2016 на приєднання торговельно-складського комплексу потужністю навантаження 2,397 МВт.	Реконструкція ПС 110/35/10 кВ «Теплична»: заміна силового трансформатора 1 Т на трансформатор 25 МВА; заміна ОПН Т-1 на напрузі 110, 35, 10 кВ; в РУ-10 кВ	





№ з/п	Найменування заходів	шт./км*	Усього		Наявність проектно-документації на початок прогнозного періоду (так/ні)	Стан виконання ПВР			Стан виконання БМР					Створюваний резерв потужності/пропускної здатності, МВт	Джерело фінансування	Критерії (відповідно до підпункту у 3.2.6 глави 3.2 КСР)	Обґрунтування включення до ПРСР (СПР, технічний стан, ПРСІ, вимога ОСП тощо), вказати назву документа та сторінку	Стислий опис робіт	№ ст		
			кількість*	Кошторисна/оціночна вартість БМР тис. грн (без ПДВ)		початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	оціночна вартість ПВР, тис. грн (без ПДВ)	початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)										
											2020 рік	2021 рік	2022 рік							2023 рік	2024 рік
2.2.	Підстанції рівня напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього	шт	24.00	156471.91							73601.13	41883.78	32987.00	3000.00	5000.00				заміна ввідної комірки трансформатору 1 Т тавстановлення на різних секціях шин 2-х комірок 10кВ з ВВ (по одній на кожній секції)		
2.2.1	ТП 10 кВ 991	шт	1	984.36	так	III кв.2016	III кв.2017		II кв. 2021	III кв. 2021		984.36					Прибуток	1; 2; 3; 5; 8; 10	ТЕО "Реконструкція електричних мереж Південного РЕМ ПАТ "Одесаобленерго" з переведенням класу напруги 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ у м. Одеса. Висновок щодо обґрунтування переведення на 20 кВ на стор. 32.	Заміна обладнання на обладнання 20 кВ	108
2.2.2	РП 10 кВ Чорноморський	шт	1	10181.85	так	III кв.2016	III кв.2017		II кв. 2021	III кв. 2021		10181.85					Прибуток	1; 2; 3; 5; 8; 10	ТЕО "Реконструкція електричних мереж Південного РЕМ ПАТ "Одесаобленерго" з переведенням класу напруги 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ у м. Одеса. Висновок щодо обґрунтування переведення на 20 кВ на стор. 32.	Заміна обладнання на обладнання 20 кВ	108
2.2.3	РП 10 кВ Якіра	шт	1	7580.21	так	III кв.2016	III кв.2017		II кв. 2021	III кв. 2021		7580.21					Прибуток	1; 2; 3; 5; 8; 10	ТЕО "Реконструкція електричних мереж Південного РЕМ ПАТ "Одесаобленерго" з переведенням класу напруги 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ у м. Одеса. Висновок щодо обґрунтування переведення на 20 кВ на стор. 32.	Заміна обладнання на обладнання 20 кВ	108
2.2.4	РП 10 кВ Космонавтів	шт	1	23137.36	так	III кв.2016	III кв.2017		II кв. 2021	III кв. 2021		23137.36					Прибуток	1; 2; 3; 5; 8; 10	ТЕО "Реконструкція електричних мереж Південного РЕМ ПАТ "Одесаобленерго" з переведенням класу напруги 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ у м. Одеса. Висновок щодо обґрунтування переведення на 20 кВ на стор. 32.	Заміна обладнання на обладнання 20 кВ	108
2.2.5	РП 10 кВ Стрельбищний	шт	1	10000.00	так	III кв.2016	III кв.2017		II кв. 2022	III кв. 2022				10000.00			Прибуток	1; 2; 3; 5; 8; 10	ТЕО "Реконструкція електричних мереж Південного РЕМ ПАТ "Одесаобленерго" з переведенням класу напруги 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ у м. Одеса. Висновок щодо обґрунтування переведення на 20 кВ на стор. 32.	РУ 20 кВ із 16 камер відхідних ліній 20 кВ із вакуумними вимикачами в ЗТП 20/0,4 кВ з трансформаторами 2хТМ-1000/10У1, на вводах 20 кВ камери із вакуумними вимикачами РУ 0,4 кВ із 14 панелей. Одноповерхова цегляна будівля (12х10 м)	108
2.2.6	РП 10 кВ Комарова	шт	1	22002.64	так	III кв.2016	III кв.2017		II кв. 2022	III кв. 2022				22002.64			Прибуток	1; 2; 3; 5; 8; 10	ТЕО "Реконструкція електричних мереж Південного РЕМ ПАТ "Одесаобленерго" з переведенням класу напруги 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ у м. Одеса. Висновок щодо обґрунтування переведення на 20 кВ на стор. 32.	Заміна обладнання на обладнання 20 кВ	108
2.2.7	ТП 10 кВ 2032	шт	1	984.36	ні	I кв. 2021	IV кв. 2021	83.33	I кв. 2022	II кв. 2022				984.36			Прибуток	1; 2; 3; 5; 8; 10	ТЕО "Реконструкція електричних мереж Південного РЕМ ПАТ "Одесаобленерго" з	Заміна обладнання на обладнання 20 кВ	108





№ з/п	Найменування заходів	шт./км*	Усього		Наявність проектної документації на початок прогнозного періоду (так/ні)	Стан виконання ПВР			Стан виконання БМР					Створюваний резерв потужності/пропускної здатності, МВт	Джерело фінансування	Критерії (відповідно до підпункту у 3.2.6 глави 3.2 КСР)	Обґрунтування включення до ПРСР (СПР, технічний стан, ПРСІ, вимога ОСП тощо), вказати назву документа та сторінку	Стислий опис робіт	№ ст			
			кількість*	Кошторисна/оціночна вартість БМР тис. грн (без ПДВ)		початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	оціночна вартість ПВР, тис. грн (без ПДВ)	початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)											
											2020 рік	2021 рік	2022 рік							2023 рік	2024 рік	
2.2.16	ПС 35 кВ Виставка(СЕС "Гудзовка-Солар" )	шт	1	1658.63	так	I кв. 2019	IV кв. 2019	123.00	I кв. 2020	IV кв. 2020	1658.63							Плата за приєднання	2, 4, 8	ТУ №0744-2017-0101 від 05.01.2018 на приєднання СЕС 9,9 МВт ТОВ "Гудзовка-Солар-1"	Реконструкція РУ-35 кВ з встановленням ТН-35 кВ	
2.2.17	ПС 35 кВ Заплази (ТЕС ТОВ "Заплаза ТЕС)	шт	1	14337.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	1068.00	I кв. 2020	IV кв. 2020	14337.00							Плата за приєднання	1, 2, 4, 8	ТУ № 0202-2017-0101 від 02.06.2017 на приєднання ТЕС 12 МВт ТОВ "Заплаза ТЕС"	Реконструкція РУ-35 кВ з встановленням КРПЗ-35 кВ	
2.2.18	ПС 35 кВ Бобрік (ТЕС ТОВ "Заплаза ТЕС)	шт	1	1783.50	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	166.50	I кв. 2020	IV кв. 2020	1783.50							Плата за приєднання	2, 4, 8	ТУ № 0202-2017-0101 від 02.06.2017 на приєднання ТЕС 12 МВт ТОВ "Заплаза ТЕС"	Реконструкція РУ-35 кВ із заміною обладнання на приєднання 35 кВ Заплази та встановленням ТН-35 кВ 2С	
2.2.19	ПС 35 кВ Ясеново (ТЕС ТОВ "Заплаза ТЕС)	шт	1	1974.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	228.00	I кв. 2020	IV кв. 2020	1974.00							Плата за приєднання	2, 4, 8	ТУ № 0202-2017-0101 від 02.06.2017 на приєднання ТЕС 12 МВт ТОВ "Заплаза ТЕС"	Реконструкція РУ-35 кВ із заміною обладнання на приєднання 35 кВ Заплази та встановленням ТН-35 кВ 1С та 2С	
2.2.20	ПС 35 кВ Ясеново (СЕС ТОВ "Солар Силова Електроніка")	шт	1	14854.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	963.00	I кв. 2020	IV кв. 2020	14854.00							Плата за приєднання	2, 4	ТУ № 0559-2018-0101 від 28.09.2018 на приєднання СЕС 4,8 МВт ТОВ "Солар Силова Електроніка"	Реконструкція РП-35 кВ ПС 35/10 кВ Ясиново з установкою на 1СШ-35 кВ додаткової лінійної комірці для організації приєднання у бік нового РП-35 кВ та на 2СШ-35 кВ нової лінійної комірці взаємін існуючої на приєднанні ПЛ-35 Ясиново-Пассат	
2.2.21	ПС 35 кВ Ст. Маяки (СЕС ТОВ "Альтер-Солар")	шт	1	3567.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	333.00	I кв. 2020	IV кв. 2020	3567.00							Плата за приєднання	2, 4	ТУ № 0110-2019-0101 від 28.03.2019 на приєднання СЕС 8,8 МВт ТОВ "Альтер-Солар"	Реконструкція ПС-35 кВ «Ст.Маяки» з установкою двох лінійних комірок 35 кВ для організації нових приєднань у бік СЕС та двох комірок з ТН-35 (по одній на кожній с.ш.)	
2.2.22	ПС 35 кВ Росіянівка (СЕС ТОВ "Слов'янка - Солар")	шт	1	3567.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	333.00	I кв. 2020	IV кв. 2020	3567.00							Плата за приєднання	2, 4	ТУ № 0152-2019-0101 від 18.04.2019 на приєднання СЕС 11 МВт ТОВ "Слов'янка-Солар"	Реконструкція ПС-35 кВ «Росіянівка» з установкою двох лінійних комірок 35 кВ для організації нових приєднань у бік СЕС та двох комірок з ТН-35 (по одній на кожній с.ш.)	
2.2.23	ПС 35 кВ Первомайська (СЕС ТОВ "Вільшанка Солар")	шт	1	14337.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	963.00	I кв. 2020	IV кв. 2020	14337.00							Плата за приєднання	1, 2, 4, 8	ТУ № 0040-2019-0101 від 20.02.2019 на приєднання СЕС 15 МВт ТОВ "Вільшанка-Солар"	Реконструкція ПС 35 кВ Первомайська з заміною РУ 35 кВ на нове типу БРКПЗ 35 кВ по схемі 35-5з переведенням в нього існуючих приєднань 35 кВ та установкою двох лінійних комірок 35 кВ (по одній на кожній с.ш.) для організації нових приєднань у бік СЕС та двох комірок з ТН-35 кВ (по одній на кожній с.ш.);	
2.2.24	ПС 35 кВ	шт	1	17523.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	1278.00	I кв. 2020	IV кв. 2020	17523.00							Плата за	1, 2, 4, 8	ТУ № 0087-2019-0101 від	Реконструкція ПС 35	





№ з/п	Найменування заходів	шт./км*	Усього		Наявність проектної документації на початок прогнозного періоду (так/ні)	Стан виконання ПВР			Стан виконання БМР					Створюваний резерв потужності/пропускної здатності, МВт	Джерело фінансування	Критерії (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2 КСР)	Обґрунтування включення до ПРСР (СПР, технічний стан, ПРСІ, вимога ОСП тощо), вказати назву документа та сторінку	Стислий опис робіт	№ ст		
			кількість*	Кошторисна/оціночна вартість БМР тис. грн (без ПДВ)		початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	оціночна вартість ПВР, тис. грн (без ПДВ)	початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)										
											2020 рік	2021 рік	2022 рік							2023 рік	2024 рік
	відпайкою Холодмаш																	110 кВ "Куліндорово" (АТ "Українська залізниця") на живлення від ПС 110 кВ "Суворівська" АТ "Одесаобленерго"	Суворівська до ПЛІ 35 кВ Красносілка - Сverdлово з відпайкою Холодмаш		
2.4.2	КЛ 10 кВ ЮЗР - ТП 2032	км	0.55	1906.25	так	III кв.2016	III кв.2017		II кв. 2020	III кв. 2020	1906.25							ТЕО "Реконструкція електричних мереж Південного РЕМ ПАТ "Одесаобленерго" з переведенням класу напруги 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ у м. Одеса. Висновок щодо обґрунтування переведення на 20 кВ на стор. 32.	Переведення на клас напруги 20 кВ	108	
2.4.3	КЛ-10 кВ ПС ЮЗР - РП Космонавтів	км	0.09	647.64	так	III кв.2016	III кв.2017		II кв. 2020	III кв. 2020	647.64							ТЕО "Реконструкція електричних мереж Південного РЕМ ПАТ "Одесаобленерго" з переведенням класу напруги 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ у м. Одеса. Висновок щодо обґрунтування переведення на 20 кВ на стор. 32.	Переведення на клас напруги 20 кВ	108	
2.4.4	КЛ 10 кВ ПС ЮЗР - ТП-991	км	1.068	2633.83	так	III кв.2016	III кв.2017		I кв. 2021	II кв. 2021		2633.83						ТЕО "Реконструкція електричних мереж Південного РЕМ ПАТ "Одесаобленерго" з переведенням класу напруги 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ у м. Одеса. Висновок щодо обґрунтування переведення на 20 кВ на стор. 32.	Переведення на клас напруги 20 кВ	108	
2.4.5	КЛ 10 кВ ПС ЮЗР - РП Якіра	км	2.02	9162.40	так	III кв.2016	III кв.2017		II кв. 2021	III кв. 2021		9162.40						ТЕО "Реконструкція електричних мереж Південного РЕМ ПАТ "Одесаобленерго" з переведенням класу напруги 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ у м. Одеса. Висновок щодо обґрунтування переведення на 20 кВ на стор. 32.	Переведення на клас напруги 20 кВ	108	
2.4.6	КЛ 10 кВ ПС ЮЗР - РП Чорноморський	км	1.91	8880.55	так	III кв.2016	III кв.2017		II кв. 2022	III кв. 2022			8880.55					ТЕО "Реконструкція електричних мереж Південного РЕМ ПАТ "Одесаобленерго" з переведенням класу напруги 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ у м. Одеса. Висновок щодо обґрунтування переведення на 20 кВ на стор. 32.	Переведення на клас напруги 20 кВ	108	
2.4.7	КЛ 10 кВ ПС ЮЗР - РП Комарова	км	2.39	6611.60	так	III кв.2016	III кв.2017		II кв. 2022	III кв. 2022				6611.60				ТЕО "Реконструкція електричних мереж Південного РЕМ ПАТ "Одесаобленерго" з переведенням класу напруги 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ у м. Одеса. Висновок щодо обґрунтування переведення на 20 кВ на стор. 32.	Переведення на клас напруги 20 кВ	108	
2.4.8	КЛ-10 кВ ТП 2077 - ТП 2032	км	0.23	575.00	ні	I кв. 2022	II кв. 2022	83.33	III кв. 2022	IV кв. 2022				575.00				ТЕО "Реконструкція електричних мереж Південного РЕМ ПАТ "Одесаобленерго" з переведенням класу напруги 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ у м. Одеса. Висновок щодо обґрунтування переведення на 20 кВ на стор. 32.	Переведення на клас напруги 20 кВ	108	
2.4.9	КЛ-10 кВ РП Стрельбищний - ТП 2021	км	0.75	1875.00	ні	I кв. 2022	IV кв. 2022	166.67	I кв. 2023	II кв. 2023				1875.00				ТЕО "Реконструкція електричних мереж Південного РЕМ ПАТ "Одесаобленерго" з	Переведення на клас напруги 20 кВ	108	







№ з/п	Найменування заходів	шт./км*	Усього		Наявність проектно-документації на початок прогнозного періоду (так/ні)	Стан виконання ПВР			Стан виконання БМР					Створюваний резерв потужності/пропускної здатності, МВт	Джерело фінансування	Критерії (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2 КСР)	Обґрунтування включення до ПРСР (СПР, технічний стан, ПРСІ, вимога ОСП тощо), вказати назву документа та сторінку	Стислий опис робіт	№ ст		
			кількість*	Кошторисна/оціночна вартість БМР тис. грн (без ПДВ)		початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	оціночна вартість ПВР, тис. грн (без ПДВ)	початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)										
											2020 рік	2021 рік	2022 рік							2023 рік	2024 рік
2.4.18	ПЛ-35 кВ Заплази-Бобрік (ТЕС ТОВ "Заплаза ТЕС)	км	6.60	9900.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	326.70	I кв. 2020	IV кв. 2020	9900.00										
2.4.19	ПЛ-35 кВ Бобрік - Любашівка (ТЕС ТОВ "Заплаза ТЕС)	км	11.00	16500.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	544.50	I кв. 2020	IV кв. 2020	16500.00										
2.4.20	ПЛ-35 кВ Ясенево - Ананьїв (ТЕС ТОВ "Заплаза ТЕС)	км	31.70	47550.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	1569.15	I кв. 2020	IV кв. 2020	47550.00										
2.4.21	ПЛ-35 кВ Суворово-БНС-3(СЕС ТОВ "Одеса Грін Енерджи")	км	7.42	11130.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	367.29	I кв. 2020	IV кв. 2020	11130.00										
2.4.22	ПЛ-35 кВ Ширяєво-Ст. Маяки (СЕС ТОВ "Альтер-Солар")	км	10.38	15570.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	513.81	I кв. 2020	IV кв. 2020	15570.00										
2.4.23	ПЛ-35 кВ Ісаєво- Ст. Маяки (СЕС ТОВ "Альтер-Солар")	км	24.58	36870.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	1216.71	I кв. 2020	IV кв. 2020	36870.00										
2.4.24	ПЛ-35 кВ Фрунзівка - Росіянівка (СЕС ТОВ "Слов'янка-Солар")	км	20.23	30345.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	1001.39	I кв. 2020	IV кв. 2020	30345.00										
Усього (сума по п. 2.1-2.4)				3362438.42							749022.99	402217.36	376398.28	821065.66	440173.67						
Усього (сума по п. 1 та 2)				5660633.61							1128158.32	753431.76	780771.18	1092413.22	1096540.33						
3.	Нове будівництво об'єктів системи розподілу рівня напруги 10 (6); 0,4 кВ																				
3.1.	Центральний РЕМ			19499.40							0.00	10183.50	3851.60	470.80	4993.50						
3.1.1.	ТП (РП)	шт	4	10335.00							0.00	5167.50	0.00	174.00	4993.50					116, 174	
3.1.2.	ЛЕП	км	12.6	9164.40							0.00	5016.00	3851.60	296.80	0.00					116, 174	
3.2.	Південний РЕМ			27692.30							0.00	18631.40	7996.50	0.00	1064.40						
3.2.1.	ТП (РП)	шт	6	15502.50							0.00	10335.00	4993.50	0.00	174.00					116, 174	
3.2.2.	ЛЕП	км	16.7	12189.80							0.00	8296.40	3003.00	0.00	890.40					116, 174	
3.3.	Північний РЕМ			22263.10							4917.30	6953.90	3714.80	6677.10	0.00						
3.3.1.	ТП (РП)	шт	7	10944.00							261.00	5341.50	0.00	5341.50	0.00					116, 174	
3.3.2.	ЛЕП	км	12.0	11319.10							4656.30	1612.40	3714.80	1335.60	0.00					116, 174	
3.4.	Чорноморський РЕМ			4038.78							701.91	1496.36	701.91	0.00	1138.60						
3.4.1.	ТП (РП)	шт	3	1577.82							701.91	0.00	701.91	0.00	174.00					116, 174	



№ з/п	Найменування заходів	шт./км*	Усього		Наявність проектної документації на початок прогнозного періоду (так/ні)	Стан виконання ПВР			Стан виконання БМР					Створюваний резерв потужності/пропускної здатності, МВт	Джерело фінансування	Критерії (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2 КСР)	Обґрунтування включення до ПРСР (СПР, технічний стан, ПРСР, вимога ОСП тощо), вказати назву документа та сторінку	Стислий опис робіт	№ ст		
			кількість*	Кошторисна/оціночна вартість БМР тис. грн (без ПДВ)		початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	оціночна вартість ПВР, тис. грн (без ПДВ)	початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)										
											2020 рік	2021 рік	2022 рік							2023 рік	2024 рік
3.4.2.	ЛЕП	км	3.8	2460.96							0.00	1496.36	0.00	0.00	964.60	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.5.	<b>Б.Дністровський РЕМ</b>			12011.36							2105.72	8109.00	1796.64	0.00	0.00	Амортизація / прибуток					
3.5.1.	ТП (РП)	шт	8	3503.63							2105.72	696.00	701.91	0.00	0.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.5.2.	ЛЕП	км	15.5	8507.73							0.00	7413.00	1094.73	0.00	0.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.6.	<b>Біляївський РЕМ</b>			24070.90							13772.17	4546.62	2479.71	1559.40	1713.00	Амортизація / прибуток					
3.6.1.	ТП (РП)	шт	22	6989.54							2969.81	1925.82	1223.91	522.00	348.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.6.2.	ЛЕП	км	24.8	17081.36							10802.36	2620.80	1255.80	1037.40	1365.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.7.	<b>Лиманський РЕМ</b>			23378.42							6528.98	11916.33	1276.20	2916.51	740.40	Амортизація / прибуток					
3.7.1.	ТП (РП)	шт	24	6548.64							783.00	3671.73	348.00	1223.91	522.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.7.2.	ЛЕП	км	30.15	16829.78							5745.98	8244.60	928.20	1692.60	218.40	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.8.	<b>Іванівський РЕМ</b>			4870.62							0.00	2308.02	174.00	1668.60	720.00	Амортизація / прибуток					
3.8.1.	ТП (РП)	шт	10	2795.82							0.00	1925.82	174.00	522.00	174.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.8.2.	ЛЕП	км	3.8	2074.80							0.00	382.20	0.00	1146.60	546.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.9.	<b>Овідіопольський РЕМ</b>			15623.45							12577.34	174.00	1003.20	1868.91	0.00	Амортизація / прибуток					
3.9.1.	ТП (РП)	шт	14	5423.54							3851.63	174.00	348.00	1049.91	0.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.9.2.	ЛЕП	км	13.6	10199.91							8725.71	0.00	655.20	819.00	0.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.10.	<b>Роздільнянський РЕМ</b>			8699.53							3875.62	2797.11	348.00	1678.80	0.00	Амортизація / прибуток					
3.10.1.	ТП (РП)	шт	11	2615.91							522.00	1049.91	348.00	696.00	0.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.10.2.	ЛЕП	км	12.6	6083.62							3353.62	1747.20	0.00	982.80	0.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.11.	<b>Арцизьський РЕМ</b>			8114.56							6071.65	0.00	174.00	1148.91	720.00	Амортизація / прибуток					
3.11.1.	ТП (РП)	шт	6	1745.91							522.00	0.00	174.00	875.91	174.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.11.2.	ЛЕП	км	9.3	6368.65							5549.65	0.00	0.00	273.00	546.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.12.	<b>Арцизьський РЕМ (Тарутинська дільниця)</b>			5197.77							0.00	3961.80	436.80	0.00	799.17	Амортизація / прибуток					
3.12.1.	ТП (РП)	шт	4	696.00							0.00	522.00	0.00	0.00	174.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.12.2.	ЛЕП	км	8.2	4501.77							0.00	3439.80	436.80	0.00	625.17	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.13.	<b>Болградський РЕМ</b>			4291.61							1918.79	1751.82	0.00	621.00	0.00	Амортизація / прибуток					
3.13.1.	ТП (РП)	шт	7	2360.82							261.00	1751.82	0.00	348.00	0.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.13.2.	ЛЕП	км	3.5	1930.79							1657.79	0.00	0.00	273.00	0.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.14.	<b>Ізмаїльський РЕМ</b>			12427.00							0.00	9560.80	1276.20	1242.00	348.00	Амортизація / прибуток					
3.14.1.	ТП (РП)	шт	13	2262.00							0.00	870.00	348.00	696.00	348.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.14.2.	ЛЕП	км	18.5	10165.00							0.00	8690.80	928.20	546.00	0.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.15.	<b>Ізмаїльський РЕМ (Ренійська дільниця)</b>			348.00							0.00	348.00	0.00	0.00	0.00	Амортизація / прибуток					
3.15.1.	ТП (РП)	шт	2	348.00							0.00	348.00	0.00	0.00	0.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.15.2.	ЛЕП	км	0	0.00							0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.16.	<b>Кілійський РЕМ</b>			4366.71							0.00	1429.80	2370.51	566.40	0.00	Амортизація / прибуток					
3.16.1.	ТП (РП)	шт	7	1745.91							0.00	174.00	1223.91	348.00	0.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.16.2.	ЛЕП	км	4.8	2620.80							0.00	1255.80	1146.60	218.40	0.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.17.	<b>Татарбунарський РЕМ</b>			5638.67							5290.67	0.00	348.00	0.00	0.00	Амортизація / прибуток					



№ з/п	Найменування заходів	шт./км*	Усього		Наявність проектної документації на початок прогнозного періоду (так/ні)	Стан виконання ПВР			Стан виконання БМР					Створюваний резерв потужності/пропускної здатності, МВт	Джерело фінансування	Критерії (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2 КСР)	Обґрунтування включення до ПРСР (СПР, технічний стан, ПРСП, вимога ОСП тощо), вказати назву документа та сторінку	Стислий опис робіт	№ ст		
			кількість*	Кошторисна/оціночна вартість БМР тис. грн (без ПДВ)		початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	оціночна вартість ПВР, тис. грн (без ПДВ)	початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)										
											2020 рік	2021 рік	2022 рік							2023 рік	2024 рік
3.17.1.	ТП (РП)	шт	6	1392.00							1044.00	0.00	348.00	0.00	0.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.17.2.	ЛЕП	км	8.5	4246.67							4246.67	0.00	0.00	0.00	0.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.18.	<b>Татарбунарський РЕМ (Саратська дільниця)</b>			3217.80							0.00	2869.80	174.00	0.00	174.00	Амортизація / прибуток					
3.18.1.	ТП (РП)	шт	5	870.00							0.00	522.00	174.00	0.00	174.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.18.2.	ЛЕП	км	4.3	2347.80							0.00	2347.80	0.00	0.00	0.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.19.	<b>Ананьївський РЕМ</b>			2186.88							0.00	174.00	0.00	2012.88	0.00	Амортизація / прибуток					
3.19.1.	ТП (РП)	шт	5	1397.91							0.00	174.00	0.00	1223.91	0.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.19.2.	ЛЕП	км	1.4	788.97							0.00	0.00	0.00	788.97	0.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.20.	<b>Балтський РЕМ</b>			1767.60							0.00	873.60	174.00	0.00	720.00	Амортизація / прибуток					
3.20.1.	ТП (РП)	шт	2	348.00							0.00	0.00	174.00	0.00	174.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.20.2.	ЛЕП	км	2.6	1419.60							0.00	873.60	0.00	0.00	546.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.21.	<b>Березівський РЕМ</b>			1824.51							0.00	174.00	327.60	1322.91	0.00	Амортизація / прибуток					
3.21.1.	ТП (РП)	шт	4	1223.91							0.00	174.00	0.00	1049.91	0.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.21.2.	ЛЕП	км	1.1	600.60							0.00	0.00	327.60	273.00	0.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.22.	<b>В.Михайлівський РЕМ</b>			2087.31							0.00	491.40	875.91	0.00	720.00	Амортизація / прибуток					
3.22.1.	ТП (РП)	шт	3	1049.91							0.00	0.00	875.91	0.00	174.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.22.2.	ЛЕП	км	1.9	1037.40							0.00	491.40	0.00	0.00	546.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.23.	<b>Кодимський РЕМ</b>			938.40							0.00	0.00	0.00	938.40	0.00	Амортизація / прибуток					
3.23.1.	ТП (РП)	шт	1	174.00							0.00	0.00	0.00	174.00	0.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.23.2.	ЛЕП	км	1.4	764.40							0.00	0.00	0.00	764.40	0.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.24.	<b>Подільський РЕМ</b>			2178.42							0.00	1577.82	600.60	0.00	0.00	Амортизація / прибуток					
3.24.1.	ТП (РП)	шт	3	1577.82							0.00	1577.82	0.00	0.00	0.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.24.2.	ЛЕП	км	1.1	600.60							0.00	0.00	600.60	0.00	0.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.25.	<b>Окнянський РЕМ</b>			720.00							0.00	0.00	0.00	0.00	720.00	Амортизація / прибуток					
3.25.1.	ТП (РП)	шт	1	174.00							0.00	0.00	0.00	0.00	174.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.25.2.	ЛЕП	км	1	546.00							0.00	0.00	0.00	0.00	546.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.26.	<b>Любашівський РЕМ</b>			348.00							0.00	0.00	348.00	0.00	0.00	Амортизація / прибуток					
3.26.1.	ТП (РП)	шт	2	348.00							0.00	0.00	348.00	0.00	0.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.26.2.	ЛЕП	км	0	0.00							0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.27.	<b>Миколаївський РЕМ</b>			1832.40							0.00	0.00	0.00	392.40	1440.00	Амортизація / прибуток					
3.27.1.	ТП (РП)	шт	3	522.00							0.00	0.00	0.00	174.00	348.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.27.2.	ЛЕП	км	2.4	1310.40							0.00	0.00	0.00	218.40	1092.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.28.	<b>Савранський РЕМ</b>			3701.64							0.00	1403.82	174.00	1403.82	720.00	Амортизація / прибуток					
3.28.1.	ТП (РП)	шт	6	3155.64							0.00	1403.82	174.00	1403.82	174.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.28.2.	ЛЕП	км	1	546.00							0.00	0.00	0.00	0.00	546.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.29.	<b>Захарівський РЕМ</b>			1049.91							0.00	0.00	1049.91	0.00	0.00	Амортизація / прибуток					
3.29.1.	ТП (РП)	шт	3	1049.91							0.00	0.00	1049.91	0.00	0.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
3.29.2.	ЛЕП	км	0	0.00							0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Амортизація / прибуток				116, 174	



№ з/п	Найменування заходів	шт./км*	Усього		Наявність проектної документації на початок прогнозного періоду (так/ні)	Стан виконання ПВР			Стан виконання БМР					Створюваний резерв потужності/пропускної здатності, МВт	Джерело фінансування	Критерії (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2 КСР)	Обґрунтування включення до ПРСР (СПР, технічний стан, ПРСР, вимога ОСП тощо), вказати назву документа та сторінку	Стислий опис робіт	№ ст	
			кількість*	Кошторисна/оціночна вартість БМР тис. грн (без ПДВ)		початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	оціночна вартість ПВР, тис. грн (без ПДВ)	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)											
									початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	2020 рік	2021 рік	2022 рік							2023 рік
3.30.	<b>Шпирівський РЕМ</b>			447.00							0.00	0.00	0.00	447.00	0.00	Амортизація / прибуток				
3.30.1.	ТП (РП)	шт	1	174.00							0.00	0.00	0.00	174.00	0.00	Амортизація / прибуток				116, 174
3.30.2.	ЛЕП	км	0.5	273.00							0.00	0.00	0.00	273.00	0.00	Амортизація / прибуток				116, 174
4.	<b>Реконструкція, технічне переоснащення об'єктів системи розподілу рівня напруги 10 (6); 0,4 кВ</b>																			
4.1.	<b>Центральний РЕМ</b>			155929.86							17555.46	33796.50	26879.20	30260.90	47437.80	Амортизація / прибуток				
4.1.1.	ТП (РП)	шт	52	37965.00							0.00	7777.50	2088.00	6559.50	21540.00	Амортизація / прибуток				116, 174
4.1.2.	ЛЕП	км	151.2	117964.86							17555.46	26019.00	24791.20	23701.40	25897.80	Амортизація / прибуток				116, 174
4.2.	<b>Південний РЕМ</b>			180181.55							29078.35	35736.40	41801.80	13069.60	60495.40	Амортизація / прибуток				
4.2.1.	ТП (РП)	шт	47	46734.00							0.00	20844.00	3132.00	1392.00	21366.00	Амортизація / прибуток				116, 174
4.2.2.	ЛЕП	км	152.8	133447.55							29078.35	14892.40	38669.80	11677.60	39129.40	Амортизація / прибуток				116, 174
4.3.	<b>Північний РЕМ</b>			191227.13							49313.54	23253.90	34240.00	33339.60	51080.09	Амортизація / прибуток				
4.3.1.	ТП (РП)	шт	44	31753.50							0.00	6559.50	2262.00	1044.00	21888.00	Амортизація / прибуток				116, 174
4.3.2.	ЛЕП	км	178.8	159473.63							49313.54	16694.40	31978.00	32295.60	29192.09	Амортизація / прибуток				116, 174
4.4.	<b>Чорноморський РЕМ</b>			26393.00							0.00	5189.00	7662.40	6521.40	7020.20	Амортизація / прибуток				
4.4.1.	ТП (РП)	шт	8	1392.00							0.00	174.00	348.00	174.00	696.00	Амортизація / прибуток				116, 174
4.4.2.	ЛЕП	км	38	25001.00							0.00	5015.00	7314.40	6347.40	6324.20	Амортизація / прибуток				116, 174
4.5.	<b>Б.Дністровський РЕМ</b>			125440.04							1390.84	25481.30	31535.80	39540.00	27492.10	Амортизація / прибуток				
4.5.1.	ТП (РП)	шт	29	9865.50							0.00	6733.50	2088.00	522.00	522.00	Амортизація / прибуток				116, 174
4.5.2.	ЛЕП	км	218.093	115574.54							1390.84	18747.80	29447.80	39018.00	26970.10	Амортизація / прибуток				116, 174
4.6.	<b>Біляївський РЕМ</b>			141958.64							0.00	35701.70	29954.20	40573.60	35729.14	Амортизація / прибуток				
4.6.1.	ТП (РП)	шт	37	11257.50							0.00	8995.50	1566.00	522.00	174.00	Амортизація / прибуток				116, 174
4.6.2.	ЛЕП	км	266.6	130701.14							0.00	26706.20	28388.20	40051.60	35555.14	Амортизація / прибуток				116, 174
4.7.	<b>Лиманський РЕМ</b>			110321.55							4046.12	6838.20	38847.00	38610.70	21979.52	Амортизація / прибуток				
4.7.1.	ТП (РП)	шт	40	11779.50							0.00	2088.00	4002.00	5341.50	348.00	Амортизація / прибуток				116, 174
4.7.2.	ЛЕП	км	191.4	98542.05							4046.12	4750.20	34845.00	33269.20	21631.52	Амортизація / прибуток				116, 174
4.8.	<b>Іванівський РЕМ</b>			39347.55							0.00	10814.80	9435.00	8364.00	10733.75	Амортизація / прибуток				
4.8.1.	ТП (РП)	шт	20	3480.00							0.00	522.00	2610.00	174.00	174.00	Амортизація / прибуток				116, 174
4.8.2.	ЛЕП	км	70.3	35867.55							0.00	10292.80	6825.00	8190.00	10559.75	Амортизація / прибуток				116, 174
4.9.	<b>Овідіопольський РЕМ</b>			88830.88							1401.84	8162.40	37334.40	25911.40	16020.84	Амортизація / прибуток				
4.9.1.	ТП (РП)	шт	38	6612.00							0.00	1392.00	4002.00	870.00	348.00	Амортизація / прибуток				116, 174
4.9.2.	ЛЕП	км	160.9	82218.88							1401.84	6770.40	33332.40	25041.40	15672.84	Амортизація / прибуток				116, 174
4.10.	<b>Роздільнянський РЕМ</b>			58222.79							0.00	10285.20	14892.20	20455.80	12589.59	Амортизація / прибуток				
4.10.1.	ТП (РП)	шт	23	4002.00							0.00	348.00	2262.00	870.00	522.00	Амортизація / прибуток				116, 174
4.10.2.	ЛЕП	км	106.2	54220.79							0.00	9937.20	12630.20	19585.80	12067.59	Амортизація / прибуток				116, 174
4.11.	<b>Арцизьський РЕМ</b>			36622.56							0.00	9036.80	7851.60	8000.74	11733.43	Амортизація / прибуток				
4.11.1.	ТП (РП)	шт	22	3828.00							0.00	522.00	2610.00	348.00	348.00	Амортизація / прибуток				116, 174



№ з/п	Найменування заходів	шт./км*	Усього		Наявність проектної документації на початок прогнозного періоду (так/ні)	Стан виконання ПВР			Стан виконання БМР					Створюваний резерв потужності/пропускної здатності, МВт	Джерело фінансування	Критерії (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2 КСР)	Обґрунтування включення до ПРСР (СПР, технічний стан, ПРСР, вимога ОСП тощо), вказати назву документа та сторінку	Стислий опис робіт	№ ст		
			кількість*	Кошторисна/оціночна вартість БМР тис. грн (без ПДВ)		початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	оціночна вартість ПВР, тис. грн (без ПДВ)	початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)										
											2020 рік	2021 рік	2022 рік							2023 рік	2024 рік
4.11.2.	ЛЕП	км	65.1	32794.56							0.00	8514.80	5241.60	7652.74	11385.43	Амортизація / прибуток				116, 174	
4.12.	<b>Арцизький РЕМ (Тарутинська дільниця)</b>			32740.44							0.00	8920.20	3142.80	6721.68	13955.76	Амортизація / прибуток					
4.12.1.	ТП (РП)	шт	13	2262.00							0.00	348.00	522.00	1218.00	174.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
4.12.2.	ЛЕП	км	61.0	30478.44							0.00	8572.20	2620.80	5503.68	13781.76	Амортизація / прибуток				116, 174	
4.13.	<b>Болградський РЕМ</b>			31945.86							0.00	4977.20	6313.80	10651.42	10003.44	Амортизація / прибуток					
4.13.1.	ТП (РП)	шт	21	3654.00							0.00	696.00	1566.00	1044.00	348.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
4.13.2.	ЛЕП	км	54.3	28291.86							0.00	4281.20	4747.80	9607.42	9655.44	Амортизація / прибуток				116, 174	
4.14.	<b>Ізмаїльський РЕМ</b>			101670.36							5792.01	17004.00	19936.00	28708.75	30229.60	Амортизація / прибуток					
4.14.1.	ТП (РП)	шт	36	15903.00							0.00	2436.00	2784.00	10509.00	174.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
4.14.2.	ЛЕП	км	155.5	85767.36							5792.01	14568.00	17152.00	18199.75	30055.60	Амортизація / прибуток				116, 174	
4.15.	<b>Ізмаїльський РЕМ (Ренійська дільниця)</b>			30550.68							0.00	11779.50	1429.80	2985.18	14356.20	Амортизація / прибуток					
4.15.1.	ТП (РП)	шт	12	6907.50							0.00	5515.50	174.00	348.00	870.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
4.15.2.	ЛЕП	км	44.3	23643.18							0.00	6264.00	1255.80	2637.18	13486.20	Амортизація / прибуток				116, 174	
4.16.	<b>Кілійський РЕМ</b>			65010.51							1906.11	13489.60	15048.60	18267.00	16299.20	Амортизація / прибуток					
4.16.1.	ТП (РП)	шт	41	7134.00							0.00	3132.00	2436.00	522.00	1044.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
4.16.2.	ЛЕП	км	113.7	57876.51							1906.11	10357.60	12612.60	17745.00	15255.20	Амортизація / прибуток				116, 174	
4.17.	<b>Татарбунарський РЕМ</b>			29985.47							0.00	3456.60	10973.40	7282.20	8273.27	Амортизація / прибуток					
4.17.1.	ТП (РП)	шт	22	3828.00							0.00	1218.00	348.00	348.00	1914.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
4.17.2.	ЛЕП	км	51.1	26157.47							0.00	2238.60	10625.40	6934.20	6359.27	Амортизація / прибуток				116, 174	
4.18.	<b>Татарбунарський РЕМ (Саратська дільниця)</b>			42726.21							2158.84	8333.60	7237.80	10675.07	14320.90	Амортизація / прибуток					
4.18.1.	ТП (РП)	шт	23	4002.00							0.00	1566.00	522.00	870.00	1044.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
4.18.2.	ЛЕП	км	76.1	38724.21							2158.84	6767.60	6715.80	9805.07	13276.90	Амортизація / прибуток				116, 174	
4.19.	<b>Ананьївський РЕМ</b>			25813.90							0.00	2770.80	2979.00	5507.70	14556.40	Амортизація / прибуток					
4.19.1.	ТП (РП)	шт	18	3132.00							0.00	696.00	522.00	348.00	1566.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
4.19.2.	ЛЕП	км	42.5	22681.90							0.00	2074.80	2457.00	5159.70	12990.40	Амортизація / прибуток				116, 174	
4.20.	<b>Балтський РЕМ</b>			26987.02							0.00	3613.40	4180.20	13189.22	6004.20	Амортизація / прибуток					
4.20.1.	ТП (РП)	шт	18	3132.00							0.00	522.00	522.00	1044.00	1044.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
4.20.2.	ЛЕП	км	44.8	23855.02							0.00	3091.40	3658.20	12145.22	4960.20	Амортизація / прибуток				116, 174	
4.21.	<b>Березівський РЕМ</b>			21364.01							0.00	3132.60	3207.60	7297.96	7725.85	Амортизація / прибуток					
4.21.1.	ТП (РП)	шт	16	2784.00							0.00	348.00	696.00	870.00	870.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
4.21.2.	ЛЕП	км	35.9	18580.01							0.00	2784.60	2511.60	6427.96	6855.85	Амортизація / прибуток				116, 174	
4.22.	<b>В.Михайлівський РЕМ</b>			21434.40							0.00	1921.20	4566.20	7736.52	7210.48	Амортизація / прибуток					
4.22.1.	ТП (РП)	шт	19	3306.00							0.00	174.00	348.00	1392.00	1392.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
4.22.2.	ЛЕП	км	34.6	18128.40							0.00	1747.20	4218.20	6344.52	5818.48	Амортизація / прибуток				116, 174	
4.23.	<b>Кодимський РЕМ</b>			17878.98							0.00	1931.40	1832.40	2783.18	11332.00	Амортизація / прибуток					
4.23.1.	ТП (РП)	шт	15	2610.00							0.00	348.00	522.00	870.00	870.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
4.23.2.	ЛЕП	км	29.9	15268.98							0.00	1583.40	1310.40	1913.18	10462.00	Амортизація / прибуток				116, 174	
4.24.	<b>Подільський РЕМ</b>			34531.94							0.00	4217.00	7779.20	11576.14	10959.61	Амортизація					





№ з/п	Найменування заходів	шт./км*	Усього		Наявність проектної документації на початок прогнозного періоду (так/ні)	Стан виконання ПВР			Стан виконання БМР					Створюваний резерв потужності/пропускної здатності, МВт	Джерело фінансування	Критерії (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2 КСР)	Обґрунтування включення до ПРСР (СПР, технічний стан, ПРСР, вимога ОСП тощо), вказати назву документа та сторінку	Стислий опис робіт	№ ст				
			кількість*	Кошторисна/оціночна вартість БМР тис. грн (без ПДВ)		початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	оціночна вартість ПВР, тис. грн (без ПДВ)	початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)												
											2020 рік	2021 рік	2022 рік							2023 рік	2024 рік		
4.24.1.	ТП (РП)	шт	26	4524.00							0.00	696.00	870.00	870.00	2088.00	/ прибуток					116, 174		
4.24.2.	ЛЕП	км	56.6	30007.94							0.00	3521.00	6909.20	10706.14	8871.61	Амортизація / прибуток						116, 174	
4.25.	<b>Окиянський РЕМ</b>			16683.34							0.00	2222.80	2760.60	5571.06	6128.88	Амортизація / прибуток							
4.25.1.	ТП (РП)	шт	15	2610.00							0.00	348.00	522.00	870.00	870.00	Амортизація / прибуток						116, 174	
4.25.2.	ЛЕП	км	26.8	14073.34							0.00	1874.80	2238.60	4701.06	5258.88	Амортизація / прибуток						116, 174	
4.26.	<b>Любашівський РЕМ</b>			24605.63							0.00	1385.40	3579.60	10325.23	9315.40	Амортизація / прибуток							
4.26.1.	ТП (РП)	шт	15	2610.00							0.00	348.00	522.00	174.00	1566.00	Амортизація / прибуток						116, 174	
4.26.2.	ЛЕП	км	42.6	21995.63							0.00	1037.40	3057.60	10151.23	7749.40	Амортизація / прибуток						116, 174	
4.27.	<b>Миколаївський РЕМ</b>			10416.70							0.00	1102.20	1866.60	3167.20	4280.70	Амортизація / прибуток							
4.27.1.	ТП (РП)	шт	10	1740.00							0.00	174.00	174.00	696.00	696.00	Амортизація / прибуток						116, 174	
4.27.2.	ЛЕП	км	16.7	8676.70							0.00	928.20	1692.60	2471.20	3584.70	Амортизація / прибуток						116, 174	
4.28.	<b>Савранський РЕМ</b>			15605.96							0.00	2313.60	1996.20	4313.82	6982.34	Амортизація / прибуток							
4.28.1.	ТП (РП)	шт	19	3306.00							0.00	348.00	522.00	1218.00	1218.00	Амортизація / прибуток						116, 174	
4.28.2.	ЛЕП	км	24.3	12299.96							0.00	1965.60	1474.20	3095.82	5764.34	Амортизація / прибуток						116, 174	
4.29.	<b>Захарівський РЕМ</b>			19702.16							0.00	4333.80	1767.60	3851.16	9749.60	Амортизація / прибуток							
4.29.1.	ТП (РП)	шт	14	2436.00							0.00	348.00	348.00	870.00	870.00	Амортизація / прибуток						116, 174	
4.29.2.	ЛЕП	км	33.7	17266.16							0.00	3985.80	1419.60	2981.16	8879.60	Амортизація / прибуток						116, 174	
4.30.	<b>Ширяївський РЕМ</b>			7997.83							0.00	1767.60	1559.40	1862.60	2808.22	Амортизація / прибуток							
4.30.1.	ТП (РП)	шт	9	1566.00							0.00	348.00	522.00	348.00	348.00	Амортизація / прибуток						116, 174	
4.30.2.	ЛЕП	км	12.4	6431.83							0.00	1419.60	1037.40	1514.60	2460.22	Амортизація / прибуток						116, 174	
<b>Усього по п. 3:</b>											<b>57760.15</b>	<b>91732.90</b>	<b>31672.09</b>	<b>26935.84</b>	<b>16731.07</b>								
	<b>ТП (РП)</b>	<b>шт</b>	<b>193</b>	<b>88852.143</b>							<b>13022.07</b>	<b>37804.74</b>	<b>13728.96</b>	<b>15996.87</b>	<b>8299.50</b>							Будівництво розвантажувальних ТП. Будівництво РП. Встановлення реклоузерів	116, 174
	<b>ЛЕП</b>	<b>км</b>	<b>217.183</b>	<b>135979.906</b>							<b>44738.08</b>	<b>53928.16</b>	<b>17943.13</b>	<b>10938.97</b>	<b>8431.57</b>							Будівництво ліній 6 (10) кВ для створення кільцевих схем. Будівництво ліній (6(10) кВ для підключення розвантажувальних ТП	116, 174
<b>Усього по п. 4:</b>											<b>112643.11</b>	<b>302968.70</b>	<b>382590.40</b>	<b>427120.83</b>	<b>506803.90</b>								
	<b>ТП (РП)</b>	<b>шт</b>	<b>722</b>	<b>246115.5</b>							<b>-</b>	<b>75565.50</b>	<b>41412.00</b>	<b>42246.00</b>	<b>86892.00</b>							Реконструкція ТП та РП 6 (10) кВ із заміною застарілого обладнання на сучасне.	116, 174
	<b>ЛЕП</b>	<b>км</b>	<b>2556.139</b>	<b>1486011.439</b>							<b>112643.11</b>	<b>227403.20</b>	<b>341178.40</b>	<b>384874.83</b>	<b>419911.90</b>							Реконструкція ПЛІ 6 (10) кВ з приведенням характеристик до сучасних вимог ПУЕ за рахунок зменшення довжин прольотів, зменшення довжин анкерних прольотів, використання ізольованих проводів, тощо. Реконструкція ПЛІ-0,4 кВ із заміною неізолюованого	116, 174







№ з/п	Найменування заходів	шт./км*	Усього		Наявність проектної документації на початок прогнозного періоду (так/ні)	Стан виконання ПВР			Стан виконання БМР					Створюваний резерв потужності/пропускної здатності, МВт	Джерело фінансування	Критерії (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2 КСР)	Обґрунтування включення до ПРСР (СПР, технічний стан, ПРСР, вимога ОСП тощо), вказати назву документа та сторінку	Стислий опис робіт	№ ст.			
			кількість*	Кошторисна/оціночна вартість БМР тис. грн (без ПДВ)		початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	оціночна вартість ПВР, тис. грн (без ПДВ)	початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)											
											2020 рік	2021 рік	2022 рік							2023 рік	2024 рік	
																		мереж 20 кВ та вище на період з 2020 до 2029 рр. АТ "Одесаобленерго"				
1.1.3.	Будівництво ПС 110/10 кВ "Червоний Хутір" з двома трансформаторами потужністю по 25 МВА кожен	шт	1	323170.00	ні	I кв. 2023	IV кв. 2023	2500.00	I кв. 2024	IV кв. 2026					5000.00	32	Прибуток	1; 2; 3; 5; 8; 10	ст. 36 II Тому "Коригування схеми розвитку електричних мереж 35 кВ та вище м. Одеса на період 2011-2016 рр"	Будівництво ПС 110/10/10 кВ з двома трансформаторами потужністю по 25 МВА кожен та КРУЕ 110 кВ у складі 2-х трансформаторних комірок, 10-ти лінійних комірок та СВ 110 кВ	66, 117	
1.1.4.	Будівництво ПС 110/35/10 кВ "Олександрівка" з двома трансформаторами потужністю по 25 МВА кожен	шт	1	198170.00	ні	I кв. 2024	IV кв. 2024	2500.00	I кв. 2025	IV кв. 2028						32	Прибуток	1; 2; 3; 5; 8; 10	ст. 37 II Тому "Коригування схеми розвитку електричних мереж 35 кВ та вище м. Одеса на період 2011-2016 рр", генеральний план с. Олександрівка	Будівництво підстанції 110/35/10 кВ з двома трансформаторами потужністю по 25 МВА та ВРП 110 кВ у складі 2-х трансформаторних комірок, 2-х лінійних комірок та секційного вимикача 110 кВ	119	
1.1.5.	Будівництво ПС 110/35 кВ "Южне Енерджи" з двома трансформаторами потужністю по 40 МВА кожен(ВЕС 76,5 МВт ТОВ "Южне Енерджи")	шт	1	200000.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	3000.00	I кв. 2020	IV кв. 2020	200000.00					51	Плата за приднання	1, 2, 4, 5, 6, 8, 10	ТУ №0818-2018-0101 від 08.01.2019 на приднання ВЕС ТОВ "Южне Енерджи" потужністю 76,5 МВт	Будівництво ПС 110/35 кВ "Южне Енерджи" з двома трансформаторами потужністю 40 МВА кожен та РУ-110 кВ по схемі місток з вимикачами в колах трансформаторів і колах ліній.	117	
1.2.	Підстанції рівня напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього	шт	2.00	90369.00							91784.00	-	-	-	-							
1.2.1.	Будівництво ПС 35/6 кВ "Гудзовка" з двома трансформаторами по 10 МВА кожен (СЕС "Гудзовка-Солар" та "Гудзовка-Солар-2")	шт	1	51939.00	так	I кв. 2019	IV кв. 2019	1450.00	I кв. 2020	IV кв. 2020	51939.00					13	Плата за приднання	1, 2, 4, 5, 6, 8, 10	ТУ №0744-2017-0101 від 05.01.2018 на приднання СЕС 9,9 МВт ТОВ "Гудзовка-Солар-1" та ТУ №0741-2017-0101 від 05.01.2018 на приднання СЕС 9,9 МВт ТОВ "Гудзовка-Солар-2"	Будівництво двотрансформаторної ПС 35/6 кВ Гудзовка з двома трансформаторами по 10 МВА кожен зі схемою РУ 35-5 «Одна секціонована вимикачем система шин». Спорудження "заходів" від ПЛ-35 кВ Ізмаїл-Виставка		
1.2.2.	Будівництво ПС 35 кВ "Карго" з двома трансформаторами 4 МВА кожен (ТОВ "М.В. Карго")	шт	1	38430.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	1450.00	I кв. 2020	IV кв. 2020	39845.00					5	Плата за приднання	1, 2, 5, 6, 8, 10	ТУ №0383-2019-0101 від 04.07.2019 на приднання терміналу по перевантаженню зернових вантажів ТОВ "Карго" електричним навантаженням 3,2 МВт	Будівництво двотрансформаторної ПС 35/10 кВ Карго з двома трансформаторами по 4 МВА кожен зі схемою РУ 35-5 «Одна секціонована вимикачем система шин». Спорудження "заходів" від ПЛ-35 кВ Доброславська-Бройлерна		
1.3.	Лінії електропередачі рівня напруги 110 (154, 220) кВ, усього	км	60.40	742020.00							52020.00	61666.67	65833.33	190833.33	205000.0							
1.3.1.	Будівництво КЛ 110 кВ Маразлівська - Чумка	км	2×4,7	222500.00	так	2017	2017	993.55	II кв. 2021	IV кв. 2024		16666.67	55833.33	50000.00	100000.00		Амортизація	1; 2; 3; 5; 8; 10	ст. 48-49 II Тому "Коригування схеми розвитку електричних мереж 35 кВ та вище м. Одеса на період 2011-2016 рр"	Будівництво дволанцюгової КЛ 110 кВ перерізом 800 мм2	122	
1.3.2.	Будівництво КЛ 110 кВ Чумка - Чубайвка	км	4,5	200000.00	ні	I кв. 2022	IV кв. 2022	1666.67	I кв. 2023	IV кв. 2025				25000.00	80000.00	50	Прибуток	1; 2; 3; 5; 8; 10	ст. 41 II Тому "Коригування схеми розвитку електричних мереж 35 кВ та вище м. Одеса на період 2011-2016 рр"	Будівництво одноланцюгової КЛ 110 кВ	110	
1.3.3.	Будівництво КЛ 110 кВ ЮЗР - Чубайвка	км	2,5	133333.33	ні	I кв. 2022	IV кв. 2022	833.33	I кв. 2023	IV кв. 2025			27500.00	25000.00			Прибуток	1; 2; 3; 5; 8; 10	ст. 41 II Тому "Коригування схеми розвитку електричних мереж 35 кВ та вище м. Одеса на період 2011-2016 рр"	Будівництво одноланцюгової КЛ 110 кВ	110	
1.3.4.	Будівництво ПЛ 110 кВ Кароліно - МІЗ, Овідіополь - МІЗ	км	2×10	134166.67	так	2017	2017	1916.10	II кв. 2021	IV кв. 2023		45000.00	10000.00	88333.33		60	Амортизація	1; 2; 3; 4; 5	Протокол засідання секції "Електроенергетика" Науково-технічної ради Міненерговугілля України від 13.11.2017 Захід також передбачено "Схемою перспективного розвитку розподільних електричних мереж 20 кВ та вище на період з 2020 до 2029 рр. АТ "Одесаобленерго"	Будівництво дволанцюгової ПЛ 110 кВ з повітряним переходом через Білгород-Дністровський лиман	123	
1.3.5.	Будівництво ПЛ 110 кВ	км	24	52020.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	1368.00	I кв. 2020	IV кв. 2020	52020.00					51	Плата за	1, 2, 4, 5, 6,	ТУ №0818-2018-0101 від	Будівництво від ПС	117	



№ з/п	Найменування заходів	шт./км*	Усього		Наявність проектної документації на початок прогнозного періоду (так/ні)	Стан виконання ПВР			Стан виконання БМР					Створюваний резерв потужності/ пропускної здатності, МВт	Джерело фінансування	Критерії (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2 КСР)	Обґрунтування включення до ПРСР (СПР, технічний стан, ПРСР, вимога ОСП тощо), вказати назву документа та сторінку	Стислий опис робіт	№ ст.		
			кількість*	Кошторисна/оціночна вартість БМР тис. грн (без ПДВ)		початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	оціночна вартість ПВР, тис. грн (без ПДВ)	початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)										
											2020 рік	2021 рік	2022 рік							2023 рік	2024 рік
	Аджалик-Южне Енерджі-Сичавка (ВЕС ТОВ "Южне Енерджі")														<i>присднання</i>	8, 10	08.01.2019 на присднання ВЕС ТОВ "Южне Енерджі" потужністю 76,5 МВт	"Аджалик" одноланцюгової (в габаритах дволанцюгової, але з підвіскою тільки одного ланцюга) до РУ 110 кВ (Пс.ш.) ПС "Сичавка" ПЛІ 110 кВ Аджалік – Южне Енерджі - Сичавка			
1.4.	Лінії електропередачі рівня напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього	км	3.00	7485.00							-	-	2125.00	-	5360.00						
1.4.1.	КЛ-20 кВ ПС Чубайвка - РП Стрельбищний	км	0.85	2125.00	ні	I кв. 2021	IV кв. 2021	83.33	I кв. 2022	III кв. 2022				2125.00		<i>Прибуток</i>	1; 2; 3; 5; 8; 10	ТЕО "Реконструкція електричних мереж Південного РЕМ ПАТ "Одесаобленерго" з переведенням класу напруги 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ у м. Одеса. Висновок щодо обґрунтування переведення на 20 кВ на стор. 32.	Будівництво КЛ-20 кВ	108	
1.4.2.	КЛ-20 кВ ЮЗР-РП Жаботинський	км	1.9	4750.00	ні	I кв. 2023	IV кв. 2023	166.67	I кв. 2024	III кв. 2024				4750.00		<i>Прибуток</i>	1; 2; 3; 5; 8; 10	ТЕО "Реконструкція електричних мереж Південного РЕМ ПАТ "Одесаобленерго" з переведенням класу напруги 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ у м. Одеса. Висновок щодо обґрунтування переведення на 20 кВ на стор. 32.	Будівництво КЛ-20 кВ	108	
1.4.3.	КЛ-20 кВ ПС Чубайвка - РП Люстдорф	км	0.245	610.00	ні	I кв. 2023	IV кв. 2023	83.33	I кв. 2024	III кв. 2024				610.00		<i>Прибуток</i>	1; 2; 3; 5; 8; 10	ТЕО "Реконструкція електричних мереж Південного РЕМ ПАТ "Одесаобленерго" з переведенням класу напруги 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ у м. Одеса. Висновок щодо обґрунтування переведення на 20 кВ на стор. 32.	Будівництво КЛ-20 кВ	108	
Усього (сума по п.1.1-1.4)				2298188.53							379135.33	173157.74	130022.90	269070.89	294210.0						
2.	Реконструкція, технічне переоснащення об'єктів системи розподілу																				
2.1.	Підстанції рівня напруги 110 (154, 220) кВ, усього	шт	17.00	1577454.18							353434.43	70709.98	115050.80	65000.00	65000.00						
2.1.1	ПС 110 кВ "Чумка"	шт	1	550821.46	так	2016	2016	2435.49	I кв. 2020 (продовження виконання БМР)	IV кв. 2020	45761.00				21	<i>Амортизація</i>	1; 2; 3; 5; 8	ст. 32 II Тому "Коригування схеми розвитку електричних мереж 35 кВ та вище м. Одеса на період 2011-2016 рр" Дефектні акти від 04.06.2019	Заміна Т-2 на 110/35/6 кВ потужністю 80 МВА, заміна 15 масляних вимикачів 6 кВ, заміна ТН 110 кВ, заміна 4-х ТН 6 кВ, модернізація РЗА	124	
2.1.2	ПС 110 кВ "Кримська" (продовження виконання БМР)	шт	1	119521.72	так	2016	2016	370.56	I кв. 2020 (продовження виконання БМР)	IV кв. 2022	85662.43	14376.65	17250.80		14	<i>Амортизація</i>	1; 2; 3; 5; 8	ст. 39-40 II Тому "Коригування схеми розвитку електричних мереж 35 кВ та вище м. Одеса на період 2011-2016 рр"	Будівництво КРУЕ 110 кВ. Заміна Т-1 і Т-2 на трансформатори 110/10/10 кВ потужністю по 63 МВА кожен	125	
2.1.3	ПС 110 кВ "Кримська" (Реконструкція РУ 10 кВ)	шт	1	30300.00	ні	I кв. 2020	IV кв. 2020	1786.40	I кв. 2022	IV кв. 2022			30300.00			<i>Амортизація</i>	1; 2; 3; 8	Невідповідність ЗРУ вимогам норм, незадовільний стан ЗРУ	Будівництво нового ЗРУ 10 кВ	129	
2.1.4	ПС 110 кВ "МІЗ" (РУ 110 кВ)	шт	1	158333.33	так	2018	2018	1400.04	I кв. 2021	IV кв. 2025		10500.00	10000.00	10000.00	10000.00	<i>Прибуток</i>	1; 2; 3; 4; 5	Протокол засідання секції "Електроенергетика" Науково-технічної ради Міністерства України від 13.11.2017 Захід також передбачено "Схемою перспективного розвитку розподільних електричних мереж 20 кВ та вище на період з 2020 до 2029 рр. АТ "Одесаобленерго"	Реконструкція РУ 110 кВ для присднання ПЛІ 110 кВ Кароліно - МІЗ та Овідіополь - МІЗ	123	
2.1.5	ПС 110 кВ "ЮЗР"	шт	1	291666.67	ні	I кв. 2020	IV кв. 2020	6547.00	I кв. 2021	IV кв. 2025		41666.67	45000.00	40000.00	40000.00	6	<i>Амортизація</i>	1; 2; 3; 5; 8	ст. 32 II Тому "Коригування схеми розвитку електричних мереж 35 кВ та вище м. Одеса на період 2011-2016 рр" Дефектні акти від 02.06.2019	Будівництво КРУЕ 110 кВ. Заміна Т-1 і Т-2 (існуючі трансформатори потужністю по 40 МВА; рік вводу 1999, 2004) на	130



№ з/п	Найменування заходів	шт./км*	Усього		Наявність проектної документації на початок прогнозного періоду (так/ні)	Стан виконання ПВР			Стан виконання БМР					Створюваний резерв потужності/пропускної здатності, МВт	Джерело фінансування	Критерії (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2 КСР)	Обґрунтування включення до ПРСР (СПР, технічний стан, ПРСР, вимога ОСП тощо), вказати назву документа та сторінку	Стислий опис робіт	№ ст.		
			кількість*	Кошторисна/оціночна вартість БМР тис. грн (без ПДВ)		початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	оціночна вартість ПВР, тис. грн (без ПДВ)	початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)										
											2020 рік	2021 рік	2022 рік							2023 рік	2024 рік
																		Захід також передбачено "Схемою перспективного розвитку розподільних електричних мереж 20 кВ та вище на період з 2020 до 2029 рр. АТ "Одесаобленерго"	трансформатори 110/20/10 кВ потужністю по 63 МВА кожен, будівництво ЗРУ 20 кВ, заміна МВ 10 кВ на вакуумні вимикачі 10 кВ, заміна 2-х ТВП, заміна 4-х ТН 10 кВ та модернізація РЗА		
2.1.6	ПС 110 кВ "Ізмаїл"	шт	1	204800.00	ні	I кв. 2020	IV кв. 2020	404.70	I кв. 2021	IV кв. 2025		4166.67	12500.00	15000.00	15000.00		Амортизація	1; 2; 3; 4; 5; 8	Для підвищення надійності живлення Ізмаїльського кільця. Заміна морально та фізично застарілого обладнання, що віпрацювало більше 40 років. Дефектні акти від 05.06.2019	Реконструкція підстанції зі встановленням додаткової комірки 110 кВ з ЕВ для приєднання ПЛ 110 кВ Ізмаїл - Кілія №2, заміною 8-ми масляних вимикачів 110 кВ на ЕВ 110 кВ, заміною ТН 110 та модернізацією РЗА	131
2.1.7	ПС 110 кВ Ізмаїл ("Гудзівка-Солар-2")	шт	1	14718.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	1068.00	I кв. 2020	IV кв. 2020	14718.00						Плата за приєднання	1, 2, 4, 6, 8, 10	ТУ №0741-2017-0101 від 05.01.2018 на приєднання СЕС 9,9 МВт ТОВ "Гудзівка-Солар-2"	Реконструкція РУ-35 кВ з установкою КРПЗ-35 кВ	
2.1.8	ПС 110 кВ Сичавка (СЕС ТОВ "Сичавка Енерджи")	шт	1	43356.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	1119.00	I кв. 2020	IV кв. 2020	43356.00						Плата за приєднання	1, 2, 4, 6, 8	ТУ №0550-2018-0101 від 14.10.2018 на приєднання СЕС 12 МВт ТОВ "Сичавка Енерджи"	Реконструкцію ПС 110 кВ «Сичавка»: ВРП-110 кВ з заміною ВД та КЗ-110 кВ на елегазові В-110 кВ, заміна існуючого РУ-10 кВ на БКРПЗ-10 кВ з перезаведенням існуючих споживачів та встановленням додаткових чотирьох комірок 10 кВ (дві лінійні комірки та дві комірки ТН-10кВ)	
2.1.9	ПС 110 кВ Петрівка (СЕС ТОВ "Куріс Енерджи")	шт	1	63213.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	1414.50	I кв. 2020	IV кв. 2020	63213.00					9	Плата за приєднання	1, 2, 4, 5, 6, 8	ТУ №0551-2018-0101 від 11.10.2018 на приєднання СЕС 11,3 МВт ТОВ "Куріс Енерджи"	Реконструкція ПС 110 кВ Петрівка: реконструкція ОРУ-110 кВ по схемі "Місток з вимикачами в колах трансформаторів та ремонтною перемичкою з боку ліній електропередавання"; установка другого силового трансформатору 110/35/10 кВ потужністю 10 МВА; реконструкцію РУ-10 кВ з установкою нового БКРПЗ-10 кВ передбачивши перезаведення існуючих споживачів та встановлення чотирьох додаткових комірок 10 кВ (двох лінійних та двох з ТН-10 кВ); будівництво другого заходу ПЛ-110 кВ Доброславська-Донська на ПС-110 кВ Петрівка	
2.1.10	ПС 110 кВ Ш. Балка (СЕС ТОВ "Майори Енерджи")	шт	1	37293.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	1506.00	I кв. 2020	IV кв. 2020	37293.00						Плата за приєднання	1, 2, 4, 6, 8	ТУ №0560-2018-0101 від 12.10.2018 на приєднання СЕС 16 МВт ТОВ "Майори Енерджи"	Реконструкція ПС 110/6 кВ «Широка Балка»: реконструкція ВРП-110 кВ по схемі "Місток з вимикачами в колах трансформаторів та ремонтною перемичкою з боку ліній" із заміною обладнання; заміну РП-35 кВ на РП типу БКРПЗ-35 за схемою 35-5 з встановленням додаткових комірок 35 кВ по дві на кожній секції шин та двох комірок з ТН-35	
2.1.11	ПС 110 кВ Донська (СЕС ТОВ "Степанівка Солар")	шт	1	14400.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	396.00	I кв. 2020	IV кв. 2020	14400.00						Плата за приєднання	1, 2, 4, 6, 8	ТУ № 0041-2019-0101 від 21.02.2019 на приєднання СЕС 15 МВт ТОВ "Степанівка-Солар"	Реконструкція ПС 110/10 кВ Донська: заміна існуючого РП 10 кВ на РП типу БКРПЗ-10 кВ, переведення існуючих приєднань 10 кВ в новий	







№ з/п	Найменування заходів	шт./км*	Усього		Наявність проектної документації на початок прогнозного періоду (так/ні)	Стан виконання ПВР			Стан виконання БМР					Створюваний резерв потужності/пропускної здатності, МВт	Джерело фінансування	Критерії (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2 КСР)	Обґрунтування включення до ПРСР (СПР, технічний стан, ПРСР, вимога ОСП тощо), вказати назву документа та сторінку	Стислий опис робіт	№ ст.		
			кількість*	Кошторисна/оціночна вартість БМР тис. грн (без ПДВ)		початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	оціночна вартість ПВР, тис. грн (без ПДВ)	початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)										
											2020 рік	2021 рік	2022 рік							2023 рік	2024 рік
																		Висновок щодо обґрунтування переведення на 20 кВ на стор. 32.	вакуумними вимикачами РУ 0,4 кВ із 14 панелей. Одноповерхова цегляна будівля (12x10 м)		
2.2.7	ТП 10 кВ 2032	шт	1	984.36	ні	I кв. 2021	IV кв. 2021	83.33	I кв. 2022	II кв. 2022				984.36				ТАО "Реконструкція електричних мереж Південного РЕМ ПАТ "Одесаобленерго" з переведенням класу напруги 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ у м. Одеса. Висновок щодо обґрунтування переведення на 20 кВ на стор. 32.	Заміна обладнання на обладнання 20 кВ	108	
2.2.8	ТП 10 кВ 2077	шт	1	1000.00	ні	I кв. 2023	II кв. 2023	83.33	III кв. 2023	IV кв. 2023					1000.00			ТАО "Реконструкція електричних мереж Південного РЕМ ПАТ "Одесаобленерго" з переведенням класу напруги 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ у м. Одеса. Висновок щодо обґрунтування переведення на 20 кВ на стор. 32.	Заміна обладнання на обладнання 20 кВ	108	
2.2.9	ТП 10 кВ 2045	шт	1	1000.00	ні	I кв. 2023	II кв. 2023	83.33	III кв. 2023	IV кв. 2023					1000.00			ТАО "Реконструкція електричних мереж Південного РЕМ ПАТ "Одесаобленерго" з переведенням класу напруги 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ у м. Одеса. Висновок щодо обґрунтування переведення на 20 кВ на стор. 32.	Заміна обладнання на обладнання 20 кВ	108	
2.2.10	ТП 10 кВ 2021	шт	1	1000.00	ні	I кв. 2023	II кв. 2023	83.33	III кв. 2023	IV кв. 2023					1000.00			ТАО "Реконструкція електричних мереж Південного РЕМ ПАТ "Одесаобленерго" з переведенням класу напруги 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ у м. Одеса. Висновок щодо обґрунтування переведення на 20 кВ на стор. 32.	Заміна обладнання на обладнання 20 кВ	108	
2.2.11	ТП 10 кВ 2559	шт	1	1000.00	ні	I кв. 2023	IV кв. 2023	83.33	I кв. 2024	II кв. 2024					1000.00			ТАО "Реконструкція електричних мереж Південного РЕМ ПАТ "Одесаобленерго" з переведенням класу напруги 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ у м. Одеса. Висновок щодо обґрунтування переведення на 20 кВ на стор. 32.	Заміна обладнання на обладнання 20 кВ	108	
2.2.12	ТП 10 кВ 2186	шт	1	1000.00	ні	I кв. 2024	II кв. 2024	83.33	III кв. 2024	IV кв. 2024					1000.00			ТАО "Реконструкція електричних мереж Південного РЕМ ПАТ "Одесаобленерго" з переведенням класу напруги 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ у м. Одеса. Висновок щодо обґрунтування переведення на 20 кВ на стор. 32.	Заміна обладнання на обладнання 20 кВ	108	
2.2.13	ТП 10 кВ 2041	шт	1	1000.00	ні	I кв. 2023	II кв. 2023	83.33	III кв. 2024	IV кв. 2024					1000.00			ТАО "Реконструкція електричних мереж Південного РЕМ ПАТ "Одесаобленерго" з переведенням класу напруги 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ у м. Одеса. Висновок щодо обґрунтування переведення на 20 кВ на стор. 32.	Заміна обладнання на обладнання 20 кВ	108	
2.2.14	ТП 10 кВ 2423	шт	1	1000.00	ні	I кв. 2023	II кв. 2023	83.33	III кв. 2024	IV кв. 2024					1000.00			ТАО "Реконструкція електричних мереж Південного РЕМ ПАТ "Одесаобленерго" з переведенням класу напруги 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ у м. Одеса. Висновок щодо обґрунтування переведення на 20 кВ на стор. 32.	Заміна обладнання на обладнання 20 кВ	108	
2.2.15	ТП 10 кВ 2293	шт	1	1000.00	ні	I кв. 2023	II кв. 2023	83.33	III кв. 2024	IV кв. 2024					1000.00			ТАО "Реконструкція електричних мереж Південного РЕМ ПАТ	Заміна обладнання на обладнання 20 кВ	108	





№ з/п	Найменування заходів	шт./км*	Усього		Наявність проектної документації на початок прогнозного періоду (так/ні)	Стан виконання ПВР			Стан виконання БМР					Створюваний резерв потужності/ пропускної здатності, МВт	Джерело фінансування	Критерії (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2 КСР)	Обґрунтування включення до ПРСР (СПР, технічний стан, ПРСР, вимога ОСП тощо), вказати назву документа та сторінку	Стислий опис робіт	№ ст.		
			кількість*	Кошторисна/оціночна вартість БМР тис. грн (без ПДВ)		початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	оціночна вартість ПВР, тис. грн (без ПДВ)	початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)										
											2020 рік	2021 рік	2022 рік							2023 рік	2024 рік
																		"Одесаобленерго" з переведенням класу напруги 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ у м. Одеса. Висновок щодо обґрунтування переведення на 20 кВ на стор. 32.			
2.2.16	ПС 35 кВ Виставка(СЕС "Гудзовка-Солар" )	шт	1	1658.63	так	I кв. 2019	IV кв. 2019	123.00	I кв. 2020	IV кв. 2020	1658.63						Плата за придбання	2, 4, 8	ТУ №0744-2017-0101 від 05.01.2018 на придбання СЕС 9,9 МВт ТОВ "Гудзовка-Солар-1"	Реконструкція РУ-35 кВ з встановленням ТН-35 кВ	
2.2.17	ПС 35 кВ Заплази (ТЕС ТОВ "Заплаза ТЕС)	шт	1	14337.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	1068.00	I кв. 2020	IV кв. 2020	14337.00						Плата за придбання	1, 2, 4, 8	ТУ № 0202-2017-0101 від 02.06.2017 на придбання ТЕС 12 МВт ТОВ "Заплаза ТЕС"	Реконструкція РУ-35 кВ з встановленням КРПЗ-35 кВ	
2.2.18	ПС 35 кВ Бобрік (ТЕС ТОВ "Заплаза ТЕС)	шт	1	1783.50	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	166.50	I кв. 2020	IV кв. 2020	1783.50						Плата за придбання	2, 4, 8	ТУ № 0202-2017-0101 від 02.06.2017 на придбання ТЕС 12 МВт ТОВ "Заплаза ТЕС"	Реконструкція РУ-35 кВ із заміною обладнання на придбання 35 кВ Заплази та встановленням ТН-35 кВ 2С	
2.2.19	ПС 35 кВ Ясенево (ТЕС ТОВ "Заплаза ТЕС)	шт	1	1974.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	228.00	I кв. 2020	IV кв. 2020	1974.00						Плата за придбання	2, 4, 8	ТУ № 0202-2017-0101 від 02.06.2017 на придбання ТЕС 12 МВт ТОВ "Заплаза ТЕС"	Реконструкція РУ-35 кВ із заміною обладнання на придбання 35 кВ Заплази та встановленням ТН-35 кВ 1С та 2С	
2.2.20	ПС 35 кВ Ясенево (СЕС ТОВ "Солар Силова Електроніка")	шт	1	14854.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	963.00	I кв. 2020	IV кв. 2020	14854.00						Плата за придбання	2, 4	ТУ № 0559-2018-0101 від 28.09.2018 на придбання СЕС 4,8 МВт ТОВ "Солар Силова Електроніка"	Реконструкція РП-35 кВ ПС 35/10 кВ Ясиново з установкою на ІСШ-35 кВ додаткової лінійної комірці для організації придбання у бік нового РП-35 кВ та на 2СШ-35 кВ нової лінійної комірці взамін існуючої на придбанні ПЛ-35 Ясиново-Пассат	
2.2.21	ПС 35 кВ Ст. Маяки (СЕС ТОВ "Альтер-Солар")	шт	1	3567.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	333.00	I кв. 2020	IV кв. 2020	3567.00						Плата за придбання	2, 4	ТУ № 0110-2019-0101 від 28.03.2019 на придбання СЕС 8,8 МВт ТОВ "Альтер-Солар"	Реконструкція ПС-35 кВ «Ст.Маяки» з установкою двох лінійних комірок 35 кВ для організації нових придбань у бік СЕС та двох комірок з ТН-35 (по одній на кожній с.ш.)	
2.2.22	ПС 35 кВ Росіянівка (СЕС ТОВ "Слов'янка - Солар")	шт	1	3567.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	333.00	I кв. 2020	IV кв. 2020	3567.00						Плата за придбання	2, 4	ТУ № 0152-2019-0101 від 18.04.2019 на придбання СЕС 11 МВт ТОВ "Слов'янка-Солар"	Реконструкція ПС-35 кВ «Росіянівка» з установкою двох лінійних комірок 35 кВ для організації нових придбань у бік СЕС та двох комірок з ТН-35 (по одній на кожній с.ш.)	
2.2.23	ПС 35 кВ Первомайська (СЕС ТОВ "Вільшанка Солар")	шт	1	14337.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	963.00	I кв. 2020	IV кв. 2020	14337.00						Плата за придбання	1, 2, 4, 8	ТУ № 0040-2019-0101 від 20.02.2019 на придбання СЕС 15 МВт ТОВ "Вільшанка-Солар"	Реконструкція ПС 35 кВ Первомайська з заміною РУ 35 кВ на нове типу БРКПЗ 35 кВ по схемі 35-5з Perezаведенням в нього існуючих придбань 35 кВта установкою двох лінійних комірок 35 кВ (по одній на кожній с.ш.) для організації нових придбань у бік СЕС та двох комірок з ТН-35 кВ (по одній на кожній с.ш.);	
2.2.24	ПС 35 кВ Чervoноармійська (СЕС ТОВ "Кубей Солар")	шт	1	17523.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	1278.00	I кв. 2020	IV кв. 2020	17523.00						Плата за придбання	1, 2, 4, 8	ТУ № 0087-2019-0101 від 18.03.2019 на придбання СЕС 8 МВт ТОВ "Кубей-Солар"	Реконструкція ПС 35 кВ Чervoноармійська: заміна існуючого РП 35 кВ на РП типу БКРПЗ-35 кВ по схемі 35-5 "одна робоча, секціонована, вмикачем, система шин", переведення існуючих придбань 35кВ в новий БКРПЗ-35 кВ, встановлення двох додаткових лінійних комірок з ВВ-35 кВ для організації нових придбань у бік СЕС, чотирьох комірок з ТН-35 кВ	



№ з/п	Найменування заходів	шт./км*	Усього		Наявність проектної документації на початок прогнозного періоду (так/ні)	Стан виконання ПВР			Стан виконання БМР					Створюваний резерв потужності/пропускної здатності, МВт	Джерело фінансування	Критерії (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2 КСР)	Обґрунтування включення до ПРСР (СПР, технічний стан, ПРСР, вимога ОСП тощо), вказати назву документа та сторінку	Стислий опис робіт	№ ст.		
			кількість*	Кошторисна/оціночна вартість БМР тис. грн (без ПДВ)		початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	оціночна вартість ПВР, тис. грн (без ПДВ)	початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)										
											2020 рік	2021 рік	2022 рік							2023 рік	2024 рік
2.3.	Ліній електропередачі рівня напруги 110 (154, 220) кВ, усього	км	57.72	238235.22							151568.55	32500.00	54166.67	-	-						
2.3.1.	ПЛ 110 кВ Лиманчик - ГРЕС	км	2.03	15833.33	так	2017	2017	181.55	I кв. 2021	IV кв. 2021		15833.33					Амортизація	1; 2; 3	ст. 35 П Тому "Коригування схеми розвитку електричних мереж 35 кВ та вище м. Одеса на період 2011-2016 рр"; Акт оцінки технічного стану від 15.08.2018.	Заміна проводу на провід марки АС-240, заміна негабаритних опор	137
2.3.2.	ПЛ 110 кВ Усатово - Лиманчик	км	7.45	16666.67	так	2017	2017	200.35	I кв. 2021	IV кв. 2021		16666.67					Амортизація	1; 2; 3	ст. 35 П Тому "Коригування схеми розвитку електричних мереж 35 кВ та вище м. Одеса на період 2011-2016 рр"	Заміна проводу на провід марки АС-240, заміна негабаритних опор	137
2.3.4.	ПЛ 110 кВ Чумка - Аркадія	км	5.12	54166.67	ні	I кв. 2021	IV кв. 2021	1666.67	I кв. 2022	IV кв. 2022			54166.67		50*	Амортизація	1; 2; 3; 5	ст. 34 П Тому "Коригування схеми розвитку електричних мереж 35 кВ та вище м. Одеса на період 2011-2016 рр" Акт оцінки технічного стану від 15.08.2018.	Заміна проводу на провід марки АС-240	137	
2.3.5.	ПЛ 110 кВ Староказаче-МІЗ (ВЕС ТОВ "Дністровська вітроелектростанція")	км	45.15	151568.55	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	3995.78	I кв. 2020	IV кв. 2020	151568.55					Плата за приднання	2, 4, 5	ТУ №0066-2019-0101 від 06.03.2019 на приднання ВЕС 100,05 МВт ТОВ "Дністровська вітроелектростанція"	Реконструкція ПЛ-110 кВ із заміною проводу на провід марки АС-240		
2.4.	Ліній електропередачі рівня напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього	км	117.92	188544.86							170418.89	2633.83	-	8880.55	6611.60						
2.4.1	КЛ 10 кВ ЮЗР - ТП 2032	км	0.55	1906.25	так	III кв. 2016	III кв. 2017		II кв. 2020	III кв. 2020	1906.25						Прибуток	1; 2; 3; 5; 8; 10	ТЕО "Реконструкція електричних мереж Південного РЕМ ПАТ "Одесаобленерго" з переведенням класу напруги 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ у м. Одеса. Висновок щодо обґрунтування переведення на 20 кВ на стор. 32.	Переведення на клас напруги 20 кВ	108
2.4.2	КЛ-10 кВ ПС ЮЗР - РП Космонавтів	км	0.09	647.64	так	III кв. 2016	III кв. 2017		II кв. 2020	III кв. 2020	647.64						Прибуток	1; 2; 3; 5; 8; 10	ТЕО "Реконструкція електричних мереж Південного РЕМ ПАТ "Одесаобленерго" з переведенням класу напруги 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ у м. Одеса. Висновок щодо обґрунтування переведення на 20 кВ на стор. 32.	Переведення на клас напруги 20 кВ	108
2.4.3	КЛ 10 кВ ПС ЮЗР - ТП-991	км	1.068	2633.83	так	III кв. 2016	III кв. 2017		I кв. 2021	II кв. 2021	2633.83						Прибуток	1; 2; 3; 5; 8; 11	ТЕО "Реконструкція електричних мереж Південного РЕМ ПАТ "Одесаобленерго" з переведенням класу напруги 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ у м. Одеса. Висновок щодо обґрунтування переведення на 20 кВ на стор. 32.	Переведення на клас напруги 20 кВ	108
2.4.4	КЛ 10 кВ ПС ЮЗР - РП Чорноморський	км	1.91	8880.55	так	III кв. 2016	III кв. 2017		II кв. 2022	III кв. 2022			8880.55				Прибуток	1; 2; 3; 5; 8; 12	ТЕО "Реконструкція електричних мереж Південного РЕМ ПАТ "Одесаобленерго" з переведенням класу напруги 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ у м. Одеса. Висновок щодо обґрунтування переведення на 20 кВ на стор. 32.	Переведення на клас напруги 20 кВ	108
2.4.5	КЛ 10 кВ ПС ЮЗР - РП Комарова	км	2.39	6611.60	так	III кв. 2016	III кв. 2017		II кв. 2022	III кв. 2022				6611.60			Прибуток	1; 2; 3; 5; 8; 13	ТЕО "Реконструкція електричних мереж Південного РЕМ ПАТ "Одесаобленерго" з переведенням класу напруги 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ у м. Одеса. Висновок щодо обґрунтування переведення на 20 кВ на стор. 32.	Переведення на клас напруги 20 кВ	108
2.4.6	ПЛ-35 кВ Заплази-Бобрин (ТЕС ТОВ "Заплаза ТЕС")	км	6.60	9900.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	326.70	I кв. 2020	IV кв. 2020	9900.00					8	Плата за приднання	2, 4, 5	ТУ № 0202-2017-0101 від 02.06.2017 на приднання ТЕС 12 МВт ТОВ "Заплаза ТЕС"	Реконструкція ПЛ-35 кВ із заміною проводу на провід АС-120	
2.4.7	ПЛ-35 кВ Бобрин - Любашівка (ТЕС ТОВ "Заплаза ТЕС")	км	11.00	16500.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	544.50	I кв. 2020	IV кв. 2020	16500.00						Плата за приднання	2, 4, 5	ТУ № 0202-2017-0101 від 02.06.2017 на приднання ТЕС 12 МВт ТОВ "Заплаза ТЕС"	Реконструкція ПЛ-35 кВ із заміною проводу на провід АС-120	
2.4.8	ПЛ-35 кВ Ясенево -	км	31.70	47550.00	ні	I кв. 2019	IV кв. 2019	1569.15	I кв. 2020	IV кв. 2020	47550.00						Плата за	2, 4, 5	ТУ № 0202-2017-0101 від	Реконструкція ПЛ-35 кВ	







№ з/п	Найменування заходів	шт./км*	Усього		Наявність проектної документації на початок прогнозного періоду (так/ні)	Стан виконання ПВР			Стан виконання БМР					Створюваний резерв потужності/ пропускної здатності, МВт	Джерело фінансування	Критерії (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2 КСР)	Обґрунтування включення до ПРСР (СПР, технічний стан, ПРСР, вимога ОСП тощо), вказати назву документа та сторінку	Стислий опис робіт	№ ст.		
			кількість*	Кошторисна/оціночна вартість БМР тис. грн (без ПДВ)		початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	оціночна вартість ПВР, тис. грн (без ПДВ)	початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)										
											2020 рік	2021 рік	2022 рік							2023 рік	2024 рік
3.23.	<b>Кодимський РЕМ</b>			174.00							0.00	0.00	0.00	174.00	0.00		Амортизація/прибуток				
3.23.1.	ТП (РП)	шт	1	174.00							0.00	0.00	0.00	174.00	0.00		Амортизація/прибуток			116, 174	
3.23.2.	ЛЕП	км	0	0.00							0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		Амортизація/прибуток			116, 174	
3.24.	<b>Подільський РЕМ</b>			875.91							0.00	875.91	0.00	0.00	0.00		Амортизація/прибуток				
3.24.1.	ТП (РП)	шт	2	875.91							0.00	875.91	0.00	0.00	0.00		Амортизація/прибуток			116, 174	
3.24.2.	ЛЕП	км	0	0.00							0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		Амортизація/прибуток			116, 174	
3.25.	<b>Окнянський РЕМ</b>			174.00							0.00	0.00	0.00	0.00	174.00		Амортизація/прибуток				
3.25.1.	ТП (РП)	шт	1	174.00							0.00	0.00	0.00	0.00	174.00		Амортизація/прибуток			116, 174	
3.25.2.	ЛЕП	км	0	0.00							0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		Амортизація/прибуток			116, 174	
3.26.	<b>Любашівський РЕМ</b>			174.00							0.00	0.00	174.00	0.00	0.00		Амортизація/прибуток				
3.26.1.	ТП (РП)	шт	1	174.00							0.00	0.00	174.00	0.00	0.00		Амортизація/прибуток			116, 174	
3.26.2.	ЛЕП	км	0	0.00							0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		Амортизація/прибуток			116, 174	
3.27.	<b>Миколаївський РЕМ</b>			348.00							0.00	0.00	0.00	174.00	174.00		Амортизація/прибуток				
3.27.1.	ТП (РП)	шт	2	348.00							0.00	0.00	0.00	174.00	174.00		Амортизація/прибуток			116, 174	
3.27.2.	ЛЕП	км	0	0.00							0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		Амортизація/прибуток			116, 174	
3.28.	<b>Савранський РЕМ</b>			1049.91							0.00	701.91	174.00	0.00	174.00		Амортизація/прибуток				
3.28.1.	ТП (РП)	шт	3	1049.91							0.00	701.91	174.00	0.00	174.00		Амортизація/прибуток			116, 174	
3.28.2.	ЛЕП	км	0	0.00							0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		Амортизація/прибуток			116, 174	
3.29.	<b>Захарівський РЕМ</b>			174.00							0.00	0.00	174.00	0.00	0.00		Амортизація/прибуток				
3.29.1.	ТП (РП)	шт	1	174.00							0.00	0.00	174.00	0.00	0.00		Амортизація/прибуток			116, 174	
3.29.2.	ЛЕП	км	0	0.00							0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		Амортизація/прибуток			116, 174	
3.30.	<b>Ширяївський РЕМ</b>			174.00							0.00	0.00	0.00	174.00	0.00		Амортизація/прибуток				
3.30.1.	ТП (РП)	шт	1	174.00							0.00	0.00	0.00	174.00	0.00		Амортизація/прибуток			116, 174	
3.30.2.	ЛЕП	км	0	0.00							0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		Амортизація/прибуток			116, 174	
4.	<b>Реконструкція, технічне переоснащення об'єктів системи розподілу рівня напруги 10 (6); 0,4 кВ</b>																				
4.1.	<b>Центральний РЕМ</b>			45247.56							17555.46	6344.60	8324.70	7911.40	5111.40		Амортизація/прибуток				
4.1.1.	ТП (РП)	шт	8	6211.50							0.00	174.00	5341.50	348.00	348.00		Амортизація/прибуток			116, 174	
4.1.2.	ЛЕП	км	43.8	39036.06							17555.46	6170.60	2983.20	7563.40	4763.40		Амортизація/прибуток			116, 174	
4.2.	<b>Південний РЕМ</b>			69685.85							29078.35	5138.20	20860.30	4304.20	10304.80		Амортизація/прибуток				
4.2.1.	ТП (РП)	шт	10	16198.50							0.00	174.00	15328.50	348.00	348.00		Амортизація/прибуток			116, 174	
4.2.2.	ЛЕП	км	43.3	53487.35							29078.35	4964.20	5531.80	3956.20	9956.80		Амортизація/прибуток			116, 174	
4.3.	<b>Північний РЕМ</b>			75751.34							49313.54	4080.00	5625.00	9860.20	6872.60		Амортизація/прибуток				
4.3.1.	ТП (РП)	шт	7	1218.00							0.00	174.00	348.00	348.00	348.00		Амортизація/прибуток			116, 174	
4.3.2.	ЛЕП	км	61.1	74533.34							49313.54	3906.00	5277.00	9512.20	6524.60		Амортизація/прибуток			116, 174	
4.4.	<b>Чорноморський РЕМ</b>			11357.20							0.00	174.00	1542.80	9292.40	348.00		Амортизація/прибуток				
4.4.1.	ТП (РП)	шт	7	1218.00							0.00	174.00	348.00	348.00	348.00		Амортизація/прибуток			116, 174	
4.4.2.	ЛЕП	км	16.6	10139.20							0.00	0.00	1194.80	8944.40	0.00		Амортизація/прибуток			116, 174	
4.5.	<b>Б.Дністровський РЕМ</b>			27263.76							1390.84	5817.80	5780.74	13145.60	1128.78		Амортизація/прибуток				
4.5.1.	ТП (РП)	шт	7	1218.00							0.00	174.00	348.00	348.00	348.00		Амортизація/прибуток			116, 174	
4.5.2.	ЛЕП	км	54.610	26045.76							1390.84	5643.80	5432.74	12797.60	780.78		Амортизація/прибуток			116, 174	
4.6.	<b>Біляївський РЕМ</b>			41542.43							0.00	16130.75	7640.20	6934.40	10837.08		Амортизація/прибуток				









№ з/п	Найменування заходів	шт./км*	Усього		Наявність проектної документації на початок прогнозного періоду (так/ні)	Стан виконання ПВР			Стан виконання БМР					Створений резерв потужності/пропускної здатності, МВт	Джерело фінансування	Критерії (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2 КСР)	Обґрунтування включення до ПРСР (СПР, технічний стан, ПРСР, вимога ОСП тощо), вказати назву документа та сторінку	Стислий опис робіт	№ ст.		
			кількість*	Кошторисна/оціночна вартість БМР тис. грн (без ПДВ)		початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	оціночна вартість ПВР, тис. грн (без ПДВ)	початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)										
											2020 рік	2021 рік	2022 рік							2023 рік	2024 рік
4.20.	<b>Балтський РЕМ</b>			4132.10							0.00	1071.20	174.00	174.00	2712.90		Амортизація/прибуток				
4.20.1.	ТП (РП)	шт	3	522.00							0.00	0.00	174.00	174.00	174.00		Амортизація/прибуток			116, 174	
4.20.2.	ЛЕП	км	7.3	3610.10							0.00	1071.20	0.00	0.00	2538.90		Амортизація/прибуток			116, 174	
4.21.	<b>Березівський РЕМ</b>			4349.60							0.00	0.00	174.00	1982.80	2192.80		Амортизація/прибуток				
4.21.1.	ТП (РП)	шт	3	522.00							0.00	0.00	174.00	174.00	174.00		Амортизація/прибуток			116, 174	
4.21.2.	ЛЕП	км	8.9	3827.60							0.00	0.00	0.00	1808.80	2018.80		Амортизація/прибуток			116, 174	
4.22.	<b>В.Михайлівський РЕМ</b>			4085.00							0.00	0.00	2481.20	174.00	1429.80		Амортизація/прибуток				
4.22.1.	ТП (РП)	шт	3	522.00							0.00	0.00	174.00	174.00	174.00		Амортизація/прибуток			116, 174	
4.22.2.	ЛЕП	км	7.9	3563.00							0.00	0.00	2307.20	0.00	1255.80		Амортизація/прибуток			116, 174	
4.23.	<b>Кодимський РЕМ</b>			2970.60							0.00	0.00	174.00	1757.40	1039.20		Амортизація/прибуток				
4.23.1.	ТП (РП)	шт	3	522.00							0.00	0.00	174.00	174.00	174.00		Амортизація/прибуток			116, 174	
4.23.2.	ЛЕП	км	5.0	2448.60							0.00	0.00	0.00	1583.40	865.20		Амортизація/прибуток			116, 174	
4.24.	<b>Подільський РЕМ</b>			6536.60							0.00	2347.80	3840.80	174.00	174.00		Амортизація/прибуток				
4.24.1.	ТП (РП)	шт	3	522.00							0.00	0.00	174.00	174.00	174.00		Амортизація/прибуток			116, 174	
4.24.2.	ЛЕП	км	13.2	6014.60							0.00	2347.80	3666.80	0.00	0.00		Амортизація/прибуток			116, 174	
4.25.	<b>Окнянський РЕМ</b>			3052.00							0.00	782.80	174.00	174.00	1921.20		Амортизація/прибуток				
4.25.1.	ТП (РП)	шт	3	522.00							0.00	0.00	174.00	174.00	174.00		Амортизація/прибуток			116, 174	
4.25.2.	ЛЕП	км	5.1	2530.00							0.00	782.80	0.00	0.00	1747.20		Амортизація/прибуток			116, 174	
4.26.	<b>Любашівський РЕМ</b>			3803.00							0.00	0.00	174.00	174.00	3455.00		Амортизація/прибуток				
4.26.1.	ТП (РП)	шт	3	522.00							0.00	0.00	174.00	174.00	174.00		Амортизація/прибуток			116, 174	
4.26.2.	ЛЕП	км	6.5	3281.00							0.00	0.00	0.00	0.00	3281.00		Амортизація/прибуток			116, 174	
4.27.	<b>Миколаївський РЕМ</b>			2872.80							0.00	0.00	174.00	174.00	2524.80		Амортизація/прибуток				
4.27.1.	ТП (РП)	шт	3	522.00							0.00	0.00	174.00	174.00	174.00		Амортизація/прибуток			116, 174	
4.27.2.	ЛЕП	км	4.6	2350.80							0.00	0.00	0.00	0.00	2350.80		Амортизація/прибуток			116, 174	
4.28.	<b>Савранський РЕМ</b>			3451.60							0.00	0.00	174.00	174.00	3103.60		Амортизація/прибуток				
4.28.1.	ТП (РП)	шт	3	522.00							0.00	0.00	174.00	174.00	174.00		Амортизація/прибуток			116, 174	
4.28.2.	ЛЕП	км	6.2	2929.60							0.00	0.00	0.00	0.00	2929.60		Амортизація/прибуток			116, 174	
4.29.	<b>Захарівський РЕМ</b>			3866.60							0.00	0.00	174.00	174.00	3518.60		Амортизація/прибуток				
4.29.1.	ТП (РП)	шт	3	522.00							0.00	0.00	174.00	174.00	174.00		Амортизація/прибуток			116, 174	
4.29.2.	ЛЕП	км	7.5	3344.60							0.00	0.00	0.00	0.00	3344.60		Амортизація/прибуток			116, 174	
4.30.	<b>Ширяївський РЕМ</b>			3340.40							0.00	0.00	174.00	174.00	2992.40		Амортизація/прибуток				
4.30.1.	ТП (РП)	шт	3	522.00							0.00	0.00	174.00	174.00	174.00		Амортизація/прибуток			116, 174	
4.30.2.	ЛЕП	км	5.8	2818.40							0.00	0.00	0.00	0.00	2818.40		Амортизація/прибуток			116, 174	
<b>Усього по п. 3:</b>											<b>57760.15</b>	<b>33175.62</b>	<b>13022.33</b>	<b>7320.40</b>	<b>6420.40</b>						
	<b>ТП (РП)</b>	<b>шт</b>	<b>103</b>	<b>28369.533</b>							<b>13022.07</b>	<b>7343.46</b>	<b>2610.00</b>	<b>2958.00</b>	<b>2436.00</b>				Будівництво розвантажувальних ТП. Будівництво РП. Встановлення реклоузерів	116, 174	
	<b>ЛЕП</b>	<b>км</b>	<b>136.893</b>	<b>89329.366</b>							<b>44738.08</b>	<b>25832.16</b>	<b>10412.33</b>	<b>4362.40</b>	<b>3984.40</b>				Будівництво ліній 6 (10) кВ для створення кільцевих схем. Будівництво ліній (6(10) кВ для підключення розвантажувальних ТП	116, 174	
<b>Усього по п. 4:</b>											<b>112643.11</b>	<b>73571.95</b>	<b>89770.54</b>	<b>101336.12</b>	<b>101065.69</b>						
	<b>ТП (РП)</b>	<b>шт</b>	<b>170</b>	<b>48858</b>							-	<b>3828.00</b>	<b>28326.00</b>	<b>8352.00</b>	<b>8352.00</b>				Реконструкція ТП та РП 6 (10) кВ із заміною застарілого обладнання на сучасне.	116, 174	
	<b>ЛЕП</b>	<b>км</b>	<b>697.475</b>	<b>429529.414</b>							<b>112643.11</b>	<b>69743.95</b>	<b>61444.54</b>	<b>92984.12</b>	<b>92713.69</b>				Реконструкція ПЛ 6 (10) кВ з приведенням характеристик до сучасних вимог ПУЕ за рахунок зменшення довжин прольотів,	116, 174	



№ з/п	Найменування заходів	шт./км*	Усього		Наявність проектної документації на початок прогнозного періоду (так/ні)	Стан виконання ПВР			Стан виконання БМР					Створюваний резерв потужності/пропускної здатності, МВт	Джерело фінансування	Критерії (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2 КСР)	Обґрунтування включення до ПРСР (СПР, технічний стан, ПРСР, вимога ОСП тощо), вказати назву документа та сторінку	Стислий опис робіт	№ ст.			
			кількість*	Кошторисна/оціночна вартість БМР тис. грн (без ПДВ)		початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	оціночна вартість ПВР, тис. грн (без ПДВ)	початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)											
											2020 рік	2021 рік	2022 рік							2023 рік	2024 рік	
																		зменшення довжин анкерних прольотів, використання ізоляційних проводів, тощо. Реконструкція ПЛ-0,4 кВ із заміною неізоляційного проводу на СИП.				
<b>5</b>	<b>Інші заходи, усього</b>										<b>134977.84</b>	<b>113047.50</b>	<b>120662.50</b>	<b>106662.50</b>	<b>117630.0</b>							
5.1.	Реконструкція системи АСДК, ЗДТУ, телемеханізація										28656.89						<i>Прибуток</i>	3; 8	ТЕО "Реконструкція системи ЗДТУ ПАТ "Одесаобленерго" на місцевих ділянках зв'язку РЕМ – ПС 110кВ". ТЕО "Реконструкція системи ЗДТУ ПАТ "Одесаобленерго" на місцевих ділянках зв'язку РЕМ – ПС 35кВ". План реалізації стратегії розвитку до 2030р.		182	
5.2.	Встановлення приладів фіксації якості е/е																				76	
5.2.1.	Стационарні												9047.50	8662.50	8662.50	14630.00		<i>Амортизація/прибуток</i>	2, 8	Заходи включені до Плану розвитку системи розподілу для виконання вимог Кодексу системи розподілу		76
5.2.2.	Переносні																		2, 8	Заходи включені до Плану розвитку системи розподілу для виконання вимог Кодексу системи розподілу		76
5.3.	Улаштування інтелектуального обліку е/е										63359.79	65000.00	70000.00	75000.00	80000.00		<i>Амортизація/прибуток/ТВ Е</i>	8; 9	Концепція впровадження АСКОВ в ПАТ "Одесаобленерго"		80	
5.4.	Витрати на автотранспорт										42961.16	39000.00	42000.00	23000.00	23000.00		<i>2020р - прибуток; 2021-2024рр - Амортизація/прибуток</i>	6	Концепція заміни парку транспортних засобів АТ "Одесаобленерго"	<i>Додаток 9</i>		
	<b>Усього по п.1-5</b>			<b>3631788.86</b>							<b>1433539.43</b>	<b>507361.18</b>	<b>533680.10</b>	<b>561270.46</b>	<b>595937.69</b>							
	<b>Проектні роботи</b>										<b>8738.10</b>	<b>1833.33</b>	<b>2500.00</b>	<b>5833.33</b>	<b>2583.33</b>							
	<b>Всього з проектними роботами по рокам</b>			<b>3653276.95</b>							<b>1442277.53</b>	<b>509194.51</b>	<b>536180.10</b>	<b>567103.79</b>	<b>598521.02</b>							



### 21.3. Заходи плану розвитку системи розподілу по об'єктах 0,4-10 кВ

Одним із заходів щодо покращення надійності та якості електропостачання споживачів є встановлення в розподільчих мережах 6-10 кВ АТ "Одесаобленерго" реклоузерів. Ефективність встановлення на фідерах 6-10 кВ реклоузерів полягає в їх секціонуванні та більш ефективній локалізації аварійних ділянок. В результаті чого, зменшується кількість точок споживання, відключених під час технологічних порушень (або запланованих перерв без попередження споживачів), а також зменшується тривалість часу на пошук місця пошкодження електричних мереж та відновлення електропостачання. Ці фактори ведуть до зниження загального показника SAIDI.

Планом розвитку передбачені такі основні заходи щодо будівництва, реконструкції та модернізації електричних мереж 0,4-10 кВ:

- будівництво ліній 6 (10) кВ для створення кільцевих схем;
- секціонування ліній 6 (10) кВ з використанням реклоузерів;
- будівництво нових РП 6 (10) кВ та встановлення розвантажувальних ТП;
- реконструкція ПЛ 6 (10) кВ з приведенням характеристик до сучасних вимог ПУЕ за рахунок зменшення довжин прольотів, зменшення довжин анкерних прольотів, використання ізольованих проводів, тощо;
- реконструкція ТП та РП 6 (10) кВ із заміною застарілого обладнання на сучасне;
- реконструкція ПЛ-0,4 кВ із заміною неізолюваного проводу на СП.

Обсяги робіт на період 2020-2024 рр при стимулюючому тарифоутворенні наведені в таблиці:

	Будівництво	Реконструкція
РП 6(10) кВ, шт	7	25
ТП 6 (10) кВ, шт	149	697
Реклоузери, шт	37	
ПЛ 0,4-10 кВ, км	175,45	2321,12
КЛ 0,4-10 кВ, км	41,73	235,02

Обсяги робіт на період 2020-2024 рр без стимулюючого тарифоутворення наведені в таблиці:

	Будівництво	Реконструкція
РП 6(10) кВ, шт	-	4
ТП 6 (10) кВ, шт	87	166
Реклоузери, шт	16	
ПЛ 0,4-10 кВ, км	119,76	654,08
КЛ 0,4-10 кВ, км	17,13	43,42



## 22. ВПРОВАДЖЕННЯ "РОЗУМНИХ МЕРЕЖ"

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

Впровадження сучасних технологій "розумних мереж" SMART GRID в АТ "Одесаобленерго" для забезпечення надійного, ефективного та оптимального функціонування електричних мереж це комплексна стратегія, яка включає в себе сегменти, зображені на рис. 1. Крім того, впровадження SMART GRID суттєво залежить від реконструкції первинного обладнання ПС, РП та ПЛ і має розглядатися в контексті планування цих робіт на 2020-2025 рр.

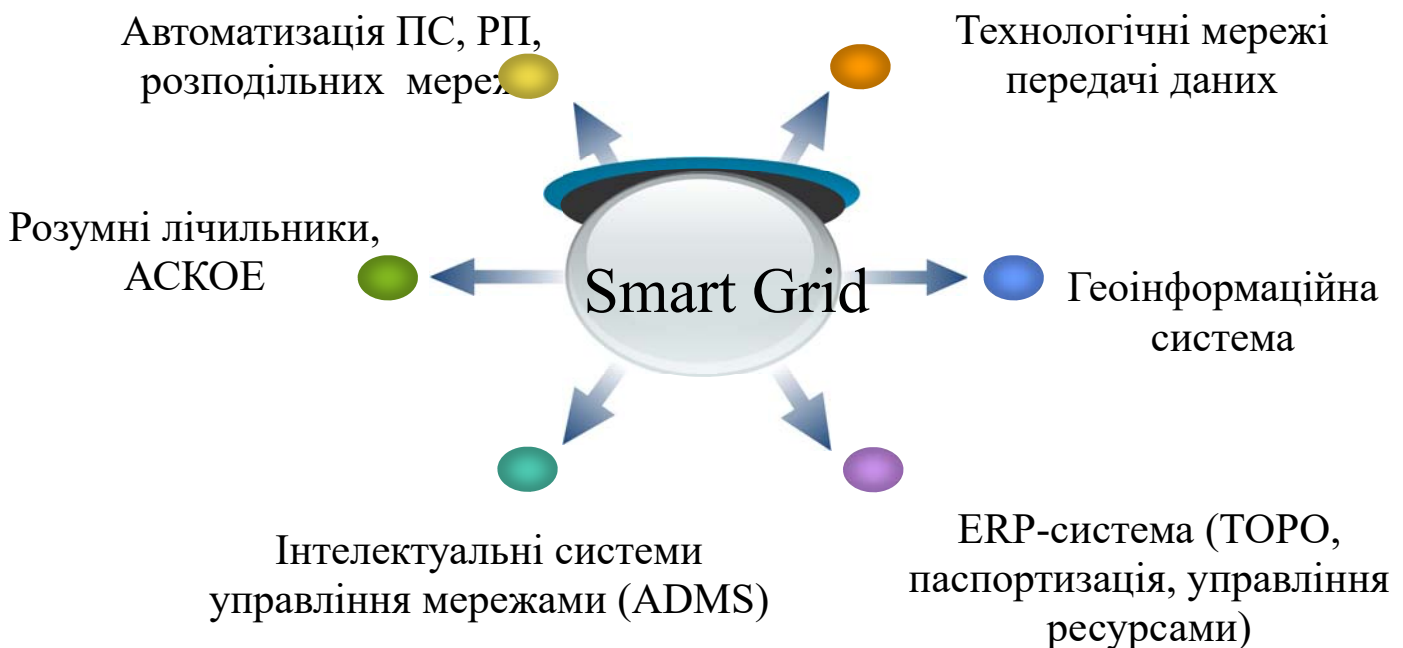


Рис. 20. Сегменти технології «Smart Grid»



## *Автоматизація ПС, РП*

Включає в себе повну телемеханізацію ПС (телевимірювання, телесигналізація, телекерування) шляхом установки контролера телемеханіки, який виконує збір інформації, зберігання, попередню обробку, контроль, передачу її на верхній рівень управління, отримання команд керуючого впливу і передачу команд управління до виконавчого механізму і (або) зв'язаних систем. У разі відповідного ТЕО на ПС с постійним черговим персоналом необхідно організовувати повноцінну SCADA – систему.

SCADA – система виконує наступні основні технологічні функції:

- вимірювання, перетворення, збір аналогової і дискретної інформації про поточні технологічні параметри і стан обладнання;
- контроль аналогових параметрів і реєстрація відхилення за попереджувальні і аварійні межі;
- моніторинг поточного режиму і стану головної схеми ПС;
- технологічний облік електроспоживання та контроль якості електричної енергії;
- архівування одержуваної та обробленої інформації;
- надання поточної та архівної інформації оперативному персоналу (контроль і візуалізація стану обладнання ПС, реєстрація попереджувальних і аварійних сигналів, фільтрація, обробка);
- автоматизоване управління обладнанням ПС, в тому числі комутаційною апаратурою ПС (вимикачі, роз'єднувачі, заземлювальні ножі, привід РПН, пристрої РЗА, технологічне обладнання та ін.), виконання функцій послідовного автоматичного управління (перемикання за бланками перемикань), для забезпечення можливості подальшої передачі управління з диспетчерського центру;
- зміна стану програмних оперативних елементів систем РЗА, АСУ ТП (перемикання груп уставок терміналів РЗА, оперативне введення-виведення з роботи, відключення-включення окремих функцій та ін.) з АРМ інженера РЗА на ПС або з верхнього рівня;
- програмні блокування управління комутаційною апаратурою (оперативне логічне блокування);
- реєстрація подій власними засобами або за допомогою інформаційного обміну з автономними системами РЗА;
- інформаційну взаємодію з наявними на ПС автономними цифровими системами (РЗА, ПА, АСКОЕ, і т.п.) за стандартними протоколами, контроль стану та пульт дистанційного управління локальними системами автоматичного управління (при їх наявності);
- обмін оперативною та неоперативної технологічною інформацією з диспетчерськими центрами і технічними службами;
- моніторинг роботи первинного обладнання, облік ресурсу комутаційного обладнання.

Для повноцінної автоматизації підстанцій необхідно переглянути технічні характеристики пристроїв РЗА та ПА, які донедавна використовувались на ПС Компанії. Нові системи і пристрої РЗА повинні забезпечувати:

- зниження часу відключення струмів короткого замикання за допомогою швидкості дії пристроїв РЗА;
- виявлення пошкоджених елементів Мережі на ранніх стадіях виникнення пошкоджень, шляхом підвищення чутливості пристроїв РЗА та використання нових алгоритмів;



- скорочення часу прийняття рішень диспетчерським персоналом в аварійних ситуаціях, що буде обумовлено повнотою інформації про аварійний процес і оперативністю її подачі;

- можливість віддалено виконувати зчитування інформації про аварійні процеси і робити зміну уставок пристроїв РЗА в результаті застосування: вбудованих в пристрої РЗА систем безперервної діагностики; цифрових каналів зв'язку, включаючи оптико-волоконні; дублювання каналів зв'язку для передачі аварійних сигналів і команд;

Таким чином, при реконструкціях, новому будівництві ПС 35-110 кВ будуть використовуватися сучасні мікропроцесорні пристрої РЗА, обмін інформацією між якими (та верхнім рівнем) буде відбуватися через цифрові інтерфейси по протоколах інформаційного обміну DNP3 (Ethernet) або IEC 61850.

При реконструкції, новому будівництві РП 6-20 кВ, допускається використання протоколів IEC 60870-5-103 і Modbus.

В зв'язку з новим напрямком розвитку, виникає необхідність при реконструкціях, або новому будівництві ПС враховувати питання організації локальної мережі, в яку об'єднуються всі пристрої РЗА, контроллери ТМ, лічильники електроенергії і т.д. і т.п

Як перспективний напрям розвитку необхідно розглядати питання застосування елементів цифрової підстанції, зокрема:

- організацію горизонтального обміну даними між пристроями РЗА за допомогою GOOSE - повідомлень по протоколу MEK 61850. Це дасть змогу суттєво зменшити кількість мідних контрольних кабелів;

- передачу даних з вимірювальних ТН та ТС в цифровому форматі по протоколу MEK 61850-9-2 з використанням узгоджувачів пристроїв Merging Unit.

- передача дискретних сигналів: команд управління, положення апаратів, сигналізації, оперативного блокування по цифровим каналам (протокол MEK 61850) з використанням пристроїв вводу/виводу.

### *Автоматизація розподільних мереж*

Тривалість відновлення електропостачання в неавтоматизованих розподільних мережах 6-10 кВ може перебувати в діапазоні 3-10 і більше годин. Близько 60% цього часу йде на пошук і локалізацію пошкодженої ділянки і тільки 40% часу займають ремонтні роботи. Підвищення надійності електропостачання пов'язане з секціонуванням мереж за допомогою автоматизованих та дистанційно керованих реклоузерів, які скорочують тривалість визначення місця пошкодження, локалізують пошкоджену ділянку мережі і практично миттєво включають резервне живлення. Кожен окремий апарат, будучи інтелектуальним пристроєм, аналізує режими роботи електричної мережі і автоматично здійснює її реконфігурацію в аварійних режимах. Для максимальної ефективності використання, реклоузери повинні бути включені в загальну технологічну мережу, передавати і отримувати всі необхідні дані від диспетчера РЕМ.

Для зменшення показника SAIDI необхідно комплексно розглянути питання, щодо автоматизації розподільних мереж в частині заміни ручних КА (роз'єднувачів, вимикачів навантаження, рубильників) на автоматичні з дистанційним управлінням. Найбільш актуальним це є для міських повітряних і кабельних мереж.

### *Технологічні системи передачі даних*

Технологічні системи передачі даних (ТСПД) являються середовищем здійснення інформаційного обміну між різноманітними пристроями і системами. Від надійної





роботи, пропускної можливості каналів зв'язку залежить якісна і стабільна робота абсолютно всієї АСУ.

На період 2020-2025 рр заплановані наступні заходи з модернізації та розвитку ТСПД:

1) Розробка та реалізація плану розвитку технологічної системи передачі даних, враховуючи перспективний план реконструкцій та нового будівництва ЛЕП 35-110 кВ на 2020 - 2025 рр. в частині заміни сталевого грозотросу на грозотрос типу ОКГТ. Основними аспектами є створення надійного каналу зв'язку Ізмаїл-Одеса-Подільськ та об'єднання оптоволоконними каналами зв'язку ПС 110 кВ.

2) Розробка та реалізація проекту побудови станційної частини ВОЛС-ЛЕП.

3) Подальша побудова каналів радіорелейного зв'язку у важкодоступних місцях, та там, де це економічно обгрунтовано.

4) Розробка та реалізація проекту з метою побудови системи передавання даних з високим рівнем захисту мережевого трафіку та оперативним контролем стану технологічної мережі, забезпечення аналізу та контролю промислових протоколів, впровадження рішень захисту від несанкціонованих вторгнень та інформаційних атак. Результатом реалізації проекту стане створення захищеної технологічної мережі передачі даних між об'єктами АТ «Одесаобленерго».

Більш детальна інформація наведена у розділі 17.

### ***Інтелектуальні системи управління мережами ADSM***

Метою впровадження інтелектуальної системи управління мережами є:

- впровадження сучасних технічних і програмних засобів, що характеризуються високою надійністю, тривалими термінами експлуатації для ефективного управління роботою електричних мереж і підстанцій;

- збільшення кількості вимірюваних величин, їх точності та достовірності;

- підвищення надійності та якості забезпечення електроенергією споживачів;

- підвищення стійкості та безаварійності роботи електричних мереж і підстанцій;

- підвищення якості управління в умовах ліквідації системних аварій, порушень режиму і наслідків стихійного лиха;

- підвищення ефективності експлуатації електричних мереж та підстанцій;

- забезпечення оперативного контролю режимів надходження електричної енергії в мережі, поточного навантаження (енергоспоживання) та розподілу навантаження по окремих напрямках;

- забезпечення регламентованого доступу до даних автоматизованої системи диспетчерського управління з боку зацікавлених підприємств.

За період з 2020 – 2025 рр. необхідно розробити проектну документацію на впровадження програмного комплексу АСДТУ та повністю реалізувати проект із закупівлею обладнання, поставкою програмного забезпечення, монтажними та налагоджувальними роботами.

Більш детальна інформація наведена у розділі 17.

### ***Розумні лічильники, АСКОЕ***

АСКОЕ призначена для вимірювання та обліку електроенергії на об'єктах господарювання, отримання даних вимірювань і їх достовірності (тобто виявлення недостовірностей і їх компенсації), проведення аналізу даних на предмет коректності роботи вузлів обліку, обміну інформацією про перетоки електроенергії між підрозділами, суміжними ліцензіатами, та Клієнтами.



АСКОЕ повинна вирішувати наступні завдання:

- підвищення точності обліку електроенергії за рахунок застосування сучасних засобів обліку, необхідного класу точності і цифрових технологій вимірювань, збору і обробки даних;
- зниження комерційних і технологічних втрат електроенергії за рахунок підвищення точності, достовірності вимірювань і оперативності надходження інформації від первинних приладів обліку;
- отримання точної та достовірної інформації про обсяги надходження, розподілу, генерації, відпуску та споживання електричної енергії шляхом автоматизації процесів вимірювання, збору, зберігання, надання та документування вимірних параметрів електроенергії;
- забезпечення контролю обсягів перетоків електроенергії на території ліцензійної діяльності, характеру їх розподілу;
- формування достовірного балансу надходження, розподілу, генерації, відпуску та споживання електроенергії для перевірки коректності даних отриманих з вузлів обліку, оперативного виявлення та усунення наднормативних втрат в електричних мережах;
- забезпечення автоматизованого контролю обсягів надходження, розподілу, генерації, відпуску та споживання електроенергії та формування звітних форм;
- забезпечення верифікації отриманої інформації, в тому числі шляхом виконання розрахунків балансів електроенергії по окремих підстанціях, вузлах електричних мереж, а також між основними і дублюючими вузлами обліку;
- спільного функціонування з іншими автоматизованими системами, в яких використовуються результати вимірювання електроенергії;
- зниження витрат на обслуговування та ремонт парку приладів обліку;
- підвищення швидкості обробки та обміну інформацією, підготовки таблиць, довідок, актів, протоколів та іншої необхідної документації з обліку електроенергії;
- зниження частки ручної праці і виключення суб'єктивних факторів, пов'язаних із зчитуванням даних приладів обліку;
- експорту отриманих даних в біллінгові системи;
- створення загального інформаційного простору для забезпечення комерційних і економічних інтересів.

З прийняттям Кодексу комерційного обліку, відповідно до постанови НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311 "Про затвердження Кодексу комерційного обліку електричної енергії", провівши аналіз вимог до Автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії та маючи досвід експлуатації існуючого програмного забезпечення маємо наступні висновки.

Існуюче програмне забезпечення АСКОЕ АТ «Одесаобленерго» не відповідає вимогам прописаним в Кодексі, а саме, відсутній функціоналу контролю якості електропостачання, відсутня в ПЗ сигналізація (попередження) про можливий недооблік та позаштатні ситуації такі як:

- зниження напруги та струмів нижче номінальних значень,
- відсутність (пропадання) напруги по окремим фазам або повного відключення приладу,
- реверс потужності,
- інші фактори.

Програмне забезпечення повинно надавати можливість поєднувати у собі обліки всіх споживаних Компанією енергоресурсів, впроваджувати різні аналітичні моделі та значно покращити рівень (добавити можливості) проведення аналізу отриманих даних системою АСКОЕ від споживачів. Крім того, значним економічним чинником впровадження нового програмного комплексу повинно бути заощадження часу персоналу



Компанії на обробку показників (отриманих даних) та роботу із звітними формами. Програмний комплекс повинен мати механізм оповіщення, можливість отримувати інформацію про події відразу після читання приладів обліку на електронну пошту, sms та іншими способами, зазначена вище інформація повинна бути доступною завжди для статичного аналізу в будь-який час. Обов'язково повинна передбачатись можливість одночасно використовувати комбіновані типи зв'язку для опитування приладів обліку, можливість додавання нових типів макетів, нових форм звітності, заведення до програмного комплексу нових типів приладів обліку. Програмний комплекс повинен передбачати проведення модернізації /оновлення ПЗ в зв'язку з вимогами до систем які будуть з'являться у майбутньому та вимогами які будуть з'являться у процесі експлуатації нового програмного комплексу.

Таким чином, на період 2020-2025 рр. заплановано:

- закупівлю нового програмного комплексу АСКОЕ, який дасть можливість задовольнити вимоги Кодексу комерційного обліку та значно розширити типи лічильників, які працюють в системі;
- подальше встановлення «розумних» лічильників згідно розробленої методики ранжування.

### *Геоінформаційна система*

Повноцінна реалізація концепції SMART GRID не можлива без геоінформаційних систем (ГІС), які здатні до інтелектуального аналізу даних та можуть налагодити ефективний двосторонній зв'язок між споживачами і Компанією. Для управління активами Компанії необхідна детальна інформація щодо локалізації та стану її об'єктів. На сьогоднішній день ГІС в Компанії – інформаційний ресурс, що об'єднує різноманітні картографічні матеріали, космічні знімки, векторні шари, бази даних, має широкі функціональні можливості (збір, зберігання, об'єднання, обробка, складні обчислення, візуалізація та аналіз географічно кодованої інформації) і доступний по локальній корпоративній мережі. ГІС, як службова підсистема, має спеціальні картографічні матеріали (лінії електропередач, кабельні лінії, підстанції і їх бази даних, кадастрові ділянки, інші об'єкти Компанії), що дозволяє приймати ефективні управлінські рішення і здійснювати контроль їх виконання засобами GPS.

Переваги використання геоінформаційної системи як концепції Smart Grid наступні:

- переведення всієї паперової картографічної, схематичної і креслярської документації на електронні носії інформації;
- автоматизація технічного обліку, створення різних типів звітів, скорочення обсягів ручної роботи, створення єдиного сховища даних;
- збір даних, їх обробка, обчислення та аналіз, формування звітів, а також забезпеченість інформацією для прийняття обґрунтованих рішень;
- автоматизація планування процесів розвитку, будівництва, ремонту, обслуговування, а також прискорення процесів надання послуг;
- енергозбереження за рахунок зменшення кількості аварійних ситуацій, зменшення тривалості ремонтних робіт, підвищення якості обслуговування мереж, підвищення ефективності управління мережами, оптимізація використання виробничих ресурсів.

На 2020 – 2025 рр. заплановані наступні заходи:

- завершити роботи з оцифрування кабельних ліній 0,4-10 кВ;
- підтримка в актуальному стані існуючої бази даних ГІС (дозйом координат елементів електричних мереж при реконструкції, новому будівництві);



- розширення функціоналу ГІС системи в частині розрахунків падіння напруги, технологічних втрат електроенергії, моделювання мережі, автоматичного проектування, відображення дефектів, тощо;

- інтеграції ГІС-системи з корпоративною ERP-системою для повноцінного функціонування модуля ТОРО;

- інтеграція ГІС-системи з інтелектуальною системою управління розподільними мережами (ADSM);

Питання розвитку ГІС є надзвичайно актуальними, адже потужна, працездатна корпоративна ГІС — це міцний фундамент для повноцінного впровадження «розумних мереж» і отримання максимальної віддачі від наданих ними переваг.

### ***ERP-система (ТОРО, паспортизація)***

Основне завдання ERP-системи - реалізація організаційної стратегії виробничої діяльності, орієнтоване на безперервне балансування та оптимізацію ресурсів Компанії.

В рамках реалізації концепції SMART GRID актуальним являється впровадження модуля ТОРО, яке дає наступні можливості:

- накопичувати знання про методи проведення ТО;
- знати поточний стан робіт з ТО і ремонтів;
- управляти інформацією про ТО і ремонти;
- регламентувати роботи з ТО і ремонтів;
- зменшити кількість помилкових дій персоналу при проведенні ТО і ремонтів;
- мінімізувати витрати на ТО та ремонт;
- збільшити оперативність усунення збоїв і відмов обладнання;
- оптимізувати ремонтні процедури;
- аналізувати дії персоналу при проведенні ТО і ремонту;
- проводити навчання персоналу за методиками, які регламентують проведення ремонтних робіт.

Паспортизація об'єктів дасть змогу провести якісний аналіз та створити актуальну базу даних обладнання, яке знаходиться в експлуатації.

На 2020 – 2025 рр. заплановано продовження робіт з розробки модулю ТОРО, паспортизації об'єктів, інтеграції ERP-системи з системою GIS, інтелектуальною системою управління розподільними мережами (ADSM) і т.д.



## **23. ОСНОВНІ ЗАХОДИ В ЧАСТИНІ ВПРОВАДЖЕННЯ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО КЕРУВАННЯ, ВПРОВАДЖЕННЯ КОМПЛЕКСУ СИСТЕМИ ЗВ'ЯЗКУ ДИСПЕТЧЕРСЬКО-ТЕХНОЛОГІЧНОГО УПРАВЛІННЯ ТОЩО**

### *Існуюча мережа ліній зв'язку*

Існуюча мережа магістральних каналів охоплює всі основні підрозділи АТ "Одесаобленерго" і побудована з використанням радіорелейного обладнання типу Alcoma AL13D. Пропускна спроможність магістральних каналів становить не менше 34 Мбіт/с. Топологія мережі – дерево. Схема магістральної мережі наведена нижче.

На даний час в системі ЗДТУ АТ "Одесаобленерго" працюють системи з використанням мідного та волоконно-оптичного кабелю. На "мідному" кабелі використовуються модеми для організації передачі цифрових потоків зі швидкостями від 9,6 кБіт/с до 2 МБіт/с. Волоконно-оптичні кабелі ущільнюються системами передачі для організації потоків Е1 в основному по великих містах: Одеса, Подільськ та інші.

Системи радіозв'язку АТ "Одесаобленерго" побудована з використанням радіорелейних станцій типу Alcoma AL13D. Мережа є розвинутою і експлуатується в конфігурації стволів 8Е1+Ethernet.

Для систем магістрального радіорелейного зв'язку АТ "Одесаобленерго" використовує особисті радіовежі баштового типу висотою 30-75 метрів і висотні об'єкти Одеської філії Концерну РРТ. На деяких підстанціях 110/35/6-10 кВ використовуються опори типу СК-26.

### *Основні технічні рішення*

На місцевих ділянках для потреб енергокомпанії доцільно застосовувати ВОЛЗ-ПЛ. Серед технологій ВОЛЗ-ПЛ у даний час широко використовуються оптичні грозотроси типу OPGW, які передбачають при капітальному ремонті ліній електропередачі на заміну старого сталевого грозотросу. Можливим є також застосування самонесучого оптичного кабелю та навивного. Навивка оптичного кабелю на існуючий грозотрос або фазний провід вимагає застосування спеціальних мір електрозахисту на спусках кабелю й посилення лінії по вітровому і крижаному навантаженню, оскільки навивний кабель створює спіраль навколо основи.

Волоконно-оптичні кабелі навивного та самонесучого типу не мають металевих елементів, оболонка є трекінгостійкою. Для ліній електропередачі класу напруг 110-35 кВ кабелі витримують відповідні навантаження по тяжінню.

Будівництво ліній на основі самонесучого оптичного кабелю виконується на спеціалізованій арматурі. Механічні характеристики арматури перевірені часом і в цілому схожі з характеристиками для арматури кабелів електропостачання типу СІП. Вартість будівництва ВОЛЗ на будь якому оптичному кабелі залежить від довжини ділянки і зростає рівномірно. На основі самонесучого оптичного кабелю вартість будівництва лінійного тракту є порівняно невеликою. Визначається в основному складністю монтажних робіт і необхідністю ремонту лінії електропередачі, яку використовує ВОЛЗ. При будівництві ВОЛЗ на основі самонесучого кабелю відключення ЛЕП не є обов'язковим.





На основі оптичного грозотросу вартість будівництва лінійного тракту є найбільшою і визначається в основному вартістю монтажних робіт і вартістю самого оптичного грозотросу. При будівництві ВОЛЗ на основі оптичного грозотросу необхідно відключати ЛЕП. Відсутність металевих елементів в конструкції оптичного кабелю збільшує безпеку експлуатації лінії зв'язку.

### *Перспектива розвитку систем зв'язку*

Функціонування АСУ, автоматизованих систем диспетчерського управління, технологічної інфраструктури забезпечується мережами зв'язку. Мережі зв'язку повинні формуватися як основна частина єдиної інформаційно-комунікаційної мережі електроенергетики.

Побудова і подальший розвиток технологічних мереж передачі даних (далі ТМПД) необхідно для вирішення таких виробничих завдань:

- підвищення надійності функціонування електричних мереж в нормальному і аварійному режимі за рахунок підвищення їх керованості;
- впровадження сервісів сучасних автоматизованих систем диспетчерського та технологічного управління на всіх рівнях із забезпеченням гнучкості і простоти впровадження сервісів на найближчу і довгострокову перспективу;
- підвищення відмовостійкості та масштабованості каналів передачі даних за рахунок використання резервованої архітектури;
- побудова каналів високого ступеня надійності з мінімальним часом відновлення в разі збоїв для всіх технологічних підрозділів Компанії;
- забезпечення належної пропускної здатності каналів для забезпечення гарантованої продуктивності в умовах змінного навантаження;
- застосування сучасних інтелектуальних сервісів для мережевої інфраструктури з високим ступенем захисту всіх видів трансльованого трафіку;
- зниження ремонтно-експлуатаційних витрат на утримання інфраструктури передачі даних за рахунок використання єдиного транспортного середовища для передачі різнорідних даних.

Основним принципом побудови технологічних мереж передачі даних є те, що будуть створюватися рішення, засновані на протоколі TCP / IP з використанням всіх переваг даного протоколу. Побудова ТМПД дозволить створити єдиний інформаційно-адресний простір, забезпечити об'єкти Компанії (ПС-110кВ, ТП, РП, РЕМ) сервісами і послугами передачі даних.

Технологічні Мережі передачі даних будуть формуватися за такими рівнями:

- а) рівень ядра (центральний вузол);
- б) рівень розподілу (центральний вузол - ВЕМ (РЕМ));
- в) рівень доступу (місцеві технологічні мережі ВЕМ (РЕМ) - ПС (РП, ТП)).

Технічна структура систем зв'язку електричних мереж повинна формуватися на основі:

- інфраструктури первинних мереж зв'язку, в топології якої обов'язково має бути передбачено резервування фізичного середовища передачі;
- комплексів каналотворюючого обладнання первинних мереж зв'язку, які мають високу пропускну здатність для забезпечення стабільної одноразової передачі великого обсягу трафіку;
- підключених до первинних мереж зв'язку опорно-транзитних телефонних станцій і диспетчерських комутаторів мереж диспетчерського зв'язку і технологічних систем передачі даних АСДУ, АСУТП та АСКОЕ до складу яких входять маршрутизатори, комутатори, шлюзи й інше активне мережеве обладнання;





- місцевих мереж передачі даних АСУТП і АСКОЕ рівня розподільних мереж, що включають в себе лінійно-кабельну інфраструктуру місцевого рівня і комутаційне обладнання передачі даних рівня ТП/РП - РЕМ з подальшою комутацією трафіку в технологічні системи передачі даних.

Телекомунікаційні мережі Компанії будуть мати такі тенденції свого розвитку:

- збільшення ролі волоконно-оптичних і бездротових цифрових мереж зв'язку;
- збереження ролі високочастотних каналів зв'язку по ЛЕП із заміною апаратури зв'язку та передачі даних на цифрову;

- у разі необхідності розгортання в стислі терміни первинних мереж зв'язку з подальшим будівництвом кабельних ліній, а також з метою забезпечення в процесі подальшої експлуатації резервування систем передачі даних прийнятним рішенням є радіорелейні станції, які забезпечують резервування мідних і оптичних магістральних кабельних мереж, організація зв'язку в важкодоступних районах. Недоліком радіорелейних систем є низька завадостійкість при грозовій діяльності і поганих погодних умовах.

В зв'язку з активним впровадженням «розумних мереж» виникає необхідність організації надійних каналів зв'язку між об'єктами Компанії з великою пропускнуою можливістю. Передбачається під час реконструкції, будівництва ПЛ 35-110 кВ в обов'язковому порядку проводити заміну грозотросу на оптичний грозотрос типу OPGW. Під час будівництва КЛ 35-110 кВ в обов'язковому порядку прокладати оптоволоконний кабель між підстанціями. Також для організації оптоволоконних каналів зв'язку між ПС, РП 6-20 кВ, в разі техніко-економічного обґрунтування, прокладати в траншеї оптоволоконний кабель при перекладці силових живлячих кабельних ліній 6-20 кВ.

Для забезпечення реалізації програми «Smart Grid» необхідно розробити ТЕО та проект розвитку мереж зв'язку до 2030 р. Першочерговими питаннями є організація надійного та швидкісного каналу зв'язку Ізмаїл-Одеса-Подільськ для функціонування АСДУ та фізичне розділення технологічної та корпоративної мереж. В зв'язку з великою протяжністю мереж Компанії схема ліній зв'язку являється змішаного типу, з використанням радіорелейного, оптичного, провідного та ін.. типів мережі. Для організації надійної передачі великого об'єму даних, забезпечення вимог кібербезпеки перевага надається оптоволоконним лініям зв'язку.

Згідно плану реконструкцій та нового будівництва ЛЕП 35-110 кВ до 2030 року із заміною грозотросу на ОКГТ, проектом необхідно передбачити організацію станційної частини оптоволоконних ліній зв'язку для уніфікації обладнання та технічних рішень. До станційної частини ВОЛС-ПЛ входять:

- власне ВОЛС по території ПС від лінійного порталу до кросового модуля;
- мультиплексори кінцеві,
- мультиплексори вводу/виводу,
- пристрої оперативного перемикання,
- апаратура автоматизованого технічного обслуговування,
- апаратура системи службового зв'язку,
- обладнання для ремонту,
- комплект випробувального та вимірювального обладнання для обслуговування лінії.



## Схема ліній зв'язку по м. Одеса

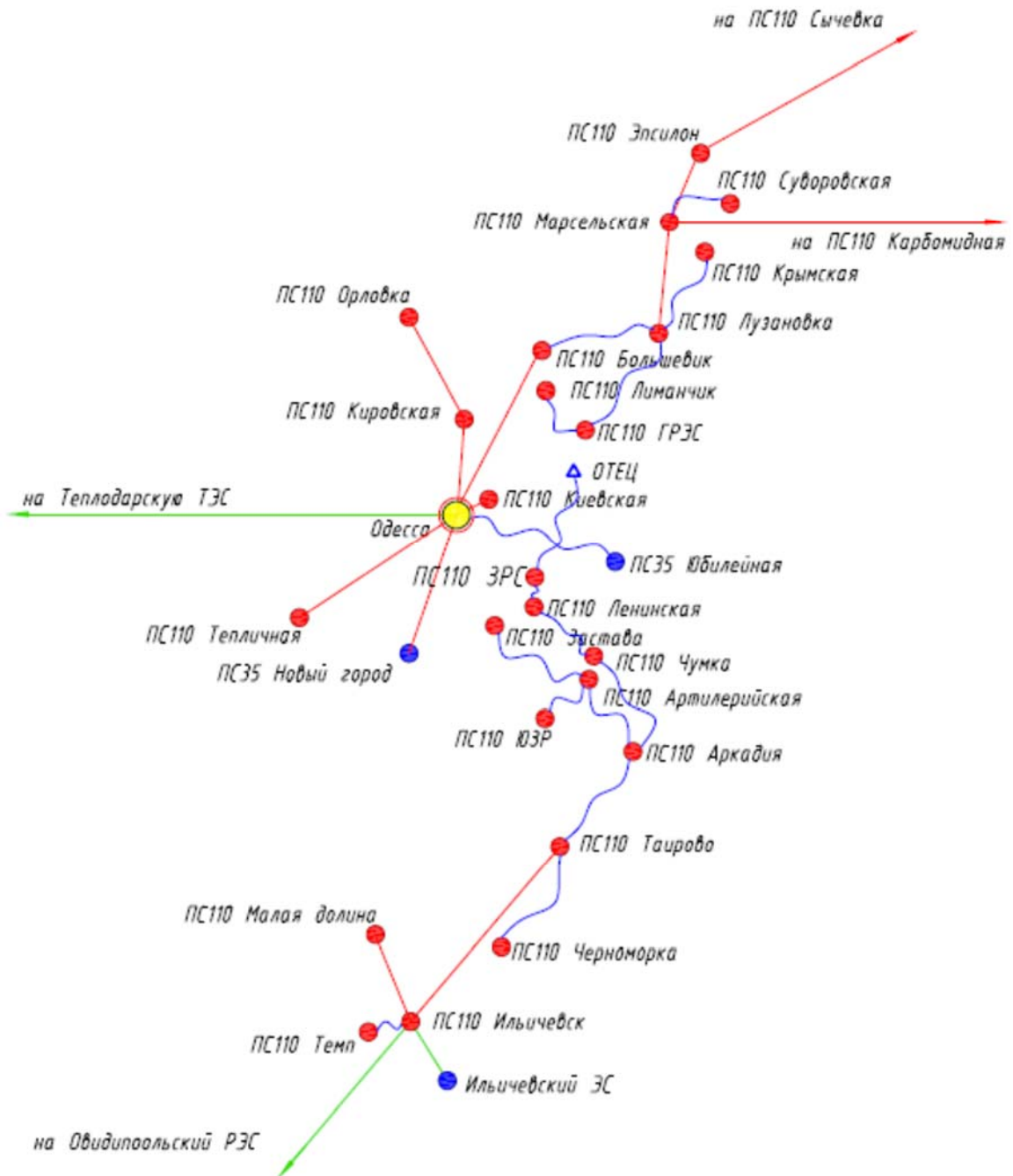




Схема лінії зв'язку ПАТ "Одессаблэнерго"



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

- Подстанции 110 кВ
- Подстанции 35 кВ
- Админдворы РЭС и ЭЭС
- Одессаблэнерго
- △ Объекты Концерна РРТ
- △ Объекты сторонних организаций
- Объекты НЭК "Укрэнерго"
- Существующая магистральная РРЛ
- Проектируемые линии радиосвязи
- Существующая КЛС на основе симметричного кабеля
- Проектируемые ВОЛС
- 45м Антенная опора проектируемая

		16.57/02/14/10/2016-СЗ.ОС	
Реконструкція системи ЗДТУ ПАТ "Одессаблэнерго" на місцевих ділянках зв'язку "РЕМ - підстанція 110/35/6-10кВ"			
Ім'я	Клас	№ докум.	Підпис
Наказом	Патиський		20.11
Н. хтуп	Мусатов		20.11
Продир	Патиський		20.11
Реконструктор	Хрущев		20.11
Схема лінії зв'язку ПАТ "Одессаблэнерго"		Стандарт	Лист
		РП	Лист
		000	
		НПЦ "Енергосистема"	





## *Кібербезпека*

Питання кібербезпеки електроенергетичних об'єктів Компанії, стає дуже актуальним у зв'язку з оснащенням цифровими системами моніторингу, управління, релейного захисту та протиаварійної автоматики. Згідно стратегії впровадження SMART GRID, весь функціонал пристроїв релейного захисту (РЗА), протиаварійної автоматики (ПА) і автоматизованого диспетчерського управління зосереджується на об'єднаних єдиною цифровою інформаційною мережею комп'ютерних підсистемах енергооб'єкта: мікропроцесорних терміналах РЗА і ПА, автоматичних систем управління технологічними процесами (АСУ ТП).

Цифрові технології, мікропроцесорна техніка із значними обчислювальними ресурсами дозволяють створити в рамках Компанії досить складні і досконалі алгоритми управління як в рамках оперативно-диспетчерського управління нормальними режимами, так і протиаварійного управління. Це в поєднанні з новим поколінням первинного обладнання, яке має високі експлуатаційні характеристики і володіє можливостями моніторингу та управління, дозволяє підвищити загальну надійність функціонування мереж Компанії.

З іншого боку, цифровим технологіям і мікропроцесорній техніці властива можливість різкої зміни свого функціоналу шляхом перепрограмування, яка, при правильному застосуванні, дозволяє удосконалювати технології і алгоритми управління без заміни обладнання. Але саме це і є основою нових видів загроз для Компанії - загроз кібербезпеки.

Кіберзагрози по своїй суті - це виконання непередбачених функцій: від несанкціонованої передачі інформації третім особам до виконання шкідливих функцій, що є по суті часткова або повна відмова системи управління енергооб'єктом. В якості можливих загроз з позиції кібербезпеки для сучасних електроенергетичних об'єктів можна відзначити наступні:

- невиявлені помилки в програмному забезпеченні, внаслідок чого інформаційні та управляючі системи Компанії працюють по невірному алгоритму;

- зловмисні програмні дефекти (закладки), вбудовані в програмне забезпечення мікропроцесорних пристроїв енергооб'єкту, з метою керованого виведення з ладу системи;

- кібератаки ззовні, через зовнішні цифрові канали зв'язку Компанії, шляхом перехоплення каналів телемеханіки і телеуправління, каналів загальнокорпоративного управління або вбудовування шкідливого програмного коду в об'єктові системи управління;

- помилки оперативного та експлуатаційного персоналу Компанії, які призводять до зняття систем захисту зовнішніх каналів зв'язку, заміни програмного забезпечення на непроєктний варіант, до зараження вірусами та ін.

Слід відзначити хакерські атаки, які вже були здійснені в Україні на електроенергетичних об'єктах. 3 грудня 2015 року за допомогою троянської програми BlackEnergy3 було відключено близько 30 підстанцій Прикарпаттяобленерго, в зв'язку з чим більш 200 тисяч жителів Івано-Франківської області залишалися без електроенергії на термін від одної до п'яти годин.

17 грудня 2016 року коли була повністю знеструмлена підстанція 330 кВ "Північна" (с. Нові Петрівці) з втратою живлення власних потреб підстанції. В результаті було знеструмлено навантаження об'ємом 144,9 МВт ПАТ "Київенерго" і 58 МВт ВАТ



"Київобленерго". Також була знеструмлена Київська ГАЕС з втратою живлення власних потреб.

Згідно звітів спеціалістів, із застосуванням спеціального ПО хакери можуть виконувати атаку набагато швидше, з набагато меншою підготовкою і з набагато меншою кількістю задіяних людей. Таким чином, із плином часом і розвитком «розумних мереж» питання кібербезпеки стають ще більше актуальними.

Згідно останніх тенденцій від кібератак, які виникли в Україні та світі, визначено, що застосуванням простих пристроїв захисту та впровадженням окремих технологій або рішень для захисту не можливо забезпечити повноцінний захист технологічних систем.

Тільки за рахунок впровадження багаторівневої стратегії з використанням двох або більше методик забезпечення захисту та використання новітніх пристроїв та програмних комплексів, можна досягти того, що ризик від кібератак мінімізується. Тільки такий підхід забезпечує потужний захист технологічних систем від існуючих вразливостей та потенційних загроз, які можуть призвести до пошкодження/знищення технологічного об'єкту, нанесенню шкоди здоров'ю персоналу.

На даний момент у АТ «ОДЕСАОБЛЕНЕРГО» не існує окремої технологічної мережі передавання даних, яка здатна забезпечити передавання трафіку АСДУ у захищеному режимі, що ставить під загрозу безпечну експлуатацію енергооб'єктів.

Відсутність ізольованої технологічної мережі передачі даних несе технологічним системам потенційну загрозу вірусного зараження або злому з корпоративної мережі підприємства.

Керуючись постановою Кабінету міністрів України № 518 від 19 червня 2019 року "Про затвердження Загальних вимог до кіберзахисту об'єктів критичної інфраструктури" необхідно вжити ряд заходів щодо забезпечення мережевого захисту компонентів та інформаційних ресурсів об'єктів критичної інформаційної інфраструктури.

На період 2020 -2025 роки передбачено:

- Розробка техніко-економічного обґрунтування за титулом «Створення технологічної мережі передавання даних. Організація системи моніторингу роботи обладнання технологічних мереж передавання даних та мереж технологічного зв'язку. Організація системи виявлення інформаційних атак та вторгнень (виконання проекту 2020 р);

- На основі розроблених рекомендацій і методик виконати заходи із забезпечення кібербезпеки з логічною розбивкою на декілька напрямків (2021-2025 роки):

- створення ізольованої захищеної технологічної мережі передачі даних (ТМПД) на базі існуючої транспортної мережі, каналів зв'язку;
- технічне переоснащення існуючих технологічних інформаційних комплексів або їх заміна у разі неможливості забезпечення їх кібербезпеки з інтегруванням до них програмно-апаратних комплексів, що забезпечують їх проактивний захист;
- модернізація існуючих каналів зв'язку та створення власної транспортної мережі на базі сучасних технологій, що забезпечить ізольовану систему передачі даних яка не використовує орендовані канали зв'язку.

Пріоритет технічних заходів з першого напрямку зумовлений якщо технологічна інфраструктура працює в одному мережевому середовищі з корпоративними ІТ-сервісами (електронна пошта, доступ в інтернет та ін.). Така побудова несе технологічним системам потенційну загрозу вірусного зараження або злому з корпоративної мережі підприємства. Заплановано використання таких новітніх пристроїв як мережеві екрани наступної генерації (NGFW – Next Generation Firewall) з запровадженням наступних заходів:



1. Відокремлення мережі:
  - поділ технологічної мережі з загальною корпоративною мережею користувачів у всіх точках сполучення та створення єдиної контрольованої точки взаємодії;
  - створення за допомогою маршрутизаторів та мережевих екранів демілітаризованої зони для безпечної взаємодії та обміну даними з корпоративною мережею та зовнішніми мережами;
  - блокування вхідного та вихідного трафіку за винятком того, який є необхідний та авторизований;
2. Захист периметру:
  - використання мережевих екранів для забезпечення перевірки пакетів і протоколів з метою дозволу тільки визначених;
  - криптографічний захист каналів передачі даних між територіально розподіленими вузлами технологічної мережі контроль прикладних програм та протоколів всередині мережі передачі даних для захисту її критичних частин до рівня підстанцій.
  - використання технологій автентифікації та авторизації;
  - використання додаткових мережевих екранів всередині мережі передачі даних для захисту її критичних частин;
3. Сегментація мережі:
  - розділення мережі на окремі зони для обмеження доступу між сегментами з метою виявлення інцидентів безпеки, оповіщення щодо них та запобігання їх розповсюдженню за рахунок використання мережевих екранів, що забезпечують повний контроль над промисловими протоколами на рівні команд телекерування та телесигналізації з можливістю їх вибіркового блокування;
  - обмеження та моніторинг доступу між сегментами з метою виявлення інцидентів безпеки, оповіщення щодо них та запобігання їх розповсюдженню.
4. Моніторинг та аудит:
  - впровадження постійного моніторингу стану мережі;
  - впровадження систем виявлення (IDS) та запобігання вторгненням (IPS);
  - логування подій з метою їх подальшого аналізу;
  - аудит проваджених заходів безпеки з метою виявлення порушень встановлених політик безпеки.

### ***Впровадження інтелектуальної системи управління розподільними мережами (DMS)***

Враховуючи Концепцію впровадження Smart Grid в Україні до 2035 року та реформування ринку електроенергетики, в операторів системи розподілу виникає необхідність переглянути підходи щодо функціонування існуючих оперативно-інформаційних комплексів. Активне впровадження міжнародного протоколу обміну даними MEK 61850 дає значно ширші можливості щодо моніторингу, управління та контролю електричних мереж. В умовах, коли моральний та технічний знос обладнання складає більше 70%, споживання електроенергії постійно зростає, а старіюча інфраструктура електромереж не справляється зі змінами в галузі, оператори системи





розподілу вимушені реалізовувати різноманітні інвестиційні програми, спрямовані на оновлення обладнання та покращення якості електропостачання. Проте інвестиції в інфраструктуру основного мережевого обладнання вимагає значних капіталовкладень і часу, що в умовах тарифного регулювання не дає можливості об'єктивно реагувати на зміни.

Одним із способів зниження коефіцієнту SAIDI та показника SAIDI є підвищення ступеню моніторингу та керованості мережі, використовуючи сучасні методи управління процесами перемикання. Правильне впровадження функцій управління перемиканням ефективно компенсує недостатню кількість телеметрії в електричних мережах, забезпечуючи 100% покриття мереж. Один раз впроваджена система в подальшому може забезпечувати базу для аналізу стану мережі, пріоритетів в заміні обладнання, автоматизації об'єктів. Але найголовніше – це забезпечить набір різноманітних програмних комплексів, інтегрованих в єдину інтелектуальну систему, яка використовує одну і ту ж базу даних. Це дає змогу вирішити проблему функціонування розрізнених програмних комплексів в Компанії (ОІК, CRM, GIS, ERP, Billing і т.д.).

Інтелектуальні системи дають можливість не тільки керувати мережами в реальному часі на основі поточних параметрів і топології схеми мережі, але і оптимізувати режими в реальному часі, виконувати програми перемикання в мережах будь-якого класу напруги на основі алгоритмів автоматичної локалізації, ізоляції та відновлення електропостачання ділянок мережі, закладених в систему. Вбудовані інструменти розрахунку режимів роботи мережі дають можливість отримати параметри в будь-яких точках, аналогічно телевимірюванням.

Інтелектуальні системи управління розподільними мережами по своїй суті являються тими ж самим автоматизованими системами диспетчерського та технологічного управління (АСДТУ), але зі своїми особливостями та відмінностями, розширеним функціоналом та інтегрованістю. Нижче наведені складові елементи інтелектуальної АСДТУ.



**Рис. 21. Елементи єдиної автоматичної системи диспетчерського та технологічного управління**

Основною найбільш суттєвою відмінністю від існуючої системи ОІК є наявність вбудованих розрахункових модулів, які дають велику кількість переваг, наведених нижче.



## Мета та цілі впровадження інтелектуальної АСДТУ

- Забезпечення надійного функціонування та виконання заданих технологічних режимів роботи мережі, устаткування та пристроїв;
- забезпечення належної якості та безпеки при експлуатації устаткування та обладнання;
- забезпечення технологічної оснащеності і готовності оперативного персоналу до виконання диспетчерських команд (розпоряджень) системного оператора та команд (підтверджень) оперативного персоналу;
- зниження числа технологічних порушень, пов'язаних з помилковими діями оперативного персоналу;
- участь у взаємодії і за погодженням з системним оператором в розробці та реалізації програм розвитку Компанії з метою підвищення надійності розподілу електричної енергії, спостережливості і керованості мережі, забезпечення якості електричної енергії;
- планування заходів з ремонту, введення в експлуатацію, модернізації/реконструкції і технічного обслуговування ЛЕП, мережевого устаткування і пристроїв на майбутній період;
- розробки відповідно до вимог системного оператора, погодження та затвердження в установленому порядку графіків аварійного обмеження режиму споживання електричної енергії та здійснення фактичних дій по введенню аварійних обмежень по диспетчерській команді (розпорядження) системного оператора;
- створення єдиної системи підготовки оперативного персоналу для виконання функцій диспетчерського управління;
- підключення об'єктів мережевого господарства та установок споживачів електричної енергії.

## Основні функції інтелектуальної системи

- Підготовка даних;
- збір та обробка оперативної інформації;
- відображення схем підстанцій, мережевих районів, узагальнених схем мереж;
- відображення інформації в у вигляді ГІС;
- розрахунок і відображення даних з визначення місця пошкодження;
- контроль завантаження обладнання і контрольованих перетинів;
- контроль рівнів напруги;
- контроль відпущеної потужності та втрат потужності;
- розрахунок небалансів потужності по заданих об'єктах і областях;
- розрахунок обсягу аварійного розвантаження;
- моніторинг поточного стану пристроїв РЗА, ПА та локальної автоматики, збір та архівування інформації з пристроїв РЗА, ПА;
- фільтрація подій;
- архівування інформації;
- управління заявками, графіками відключень;
- формування списків, журналів та звітів;
- система друку;
- синтез комутаційної моделі мережі;



- оцінка стану;
- розрахунок усталених режимів;
- оптимізація режиму мережі по напрузі та реактивній потужності;
- аналіз аварійних ситуацій та відмов;
- розрахунок струмів короткого замикання;
- прогноз електроспоживання;
- робота з ретроспективними режимами;
- підтримка зовнішніх комплексів розрахунково-аналітичних завдань;
- підтримка управління оперативними перемиканнями;
- підтримка оперативно-технологічного тренажера;
- підтримка оперативно-технологічного управління експлуатацією, технічним обслуговуванням і ремонтом обладнання ПС, РП, ТП і ЛЕП;
- забезпечення інформаційної безпеки.

## **Особливості та переваги функціонування інтелектуальної системи**

### **1) Централізована модель**

Єдина централізована модель автоматизованої системи управління - це модель побудови АСДТУ, при якій у всіх пунктах управління встановлені елементи єдиного програмно-апаратного комплексу. Застосування єдиної централізованої системи дозволить уніфікувати інформаційну модель і схеми мережі, інтерфейси користувача, функції, форми введення і відображення інформації на всіх рівнях управління розподільної компанії.

Єдина модель передбачає використання обчислювальних ресурсів, встановлених централізовано, або розподілених по декількох об'єктах з метою резервування та забезпечення відмовостійкості комплексу, і організацію доступу до функцій єдиної системи на кожному диспетчерському пункті за допомогою обчислювальних вузлів системи. Для розподілу і резервування обчислювальних ресурсів використовуватиметься основний серверний вузол системи, і серверні вузли обмеженого функціоналу з обміном даними між вузлами комплексу ведеться по внутрішньосистемним протоколам, конфігурація і експлуатація такого комплексу виконується централізовано.

Система управління мережею забезпечить точну, інтелектуальну модель всієї розподільної мережі Компанії. При цьому система управляє перемиканнями і не тільки дозволяє виконувати їх в контрольованому режимі з дотриманням правил і регламентів безпеки робіт, а і надає інструменти підтримки схеми мережі в актуальному стані і управління всіма новими включеннями нових об'єктів в мережу компанії.

Вагомою перевагою єдиної АСДТУ є використання єдиної схеми мережі і єдиної бази даних реального часу. Єдина база даних забезпечить підвищену надійність управління мережею і безпеку виконання перемикань, скорочення операційних витрат на експлуатацію системи, уніфікацію інтерфейсів і призначених для користувача форм, зручність роботи диспетчера, зведе до мінімуму час на збір звітної інформації по аварійній відключення.

Централізація системи АСДТУ надасть наступні технологічні переваги:



- дані, введені диспетчером в підрозділі при веденні схеми і виробництва робіт, автоматично доступні в ЦДС та інших виробничих підрозділах. Таким чином, оновлення схеми, плакатів, журналів операцій проводиться тільки один раз для всієї системи.

- складання та подання звітності з параметрами оперативного управління (станом мережі, аварійних відключень та інше) доступний користувачам всієї системи.

- типові та планові бланки і програми перемикачів вводяться один раз і доступні всім користувачам системи (в залежності від рівня доступу до функцій системи).

- взаємодія з виїзними бригадами забезпечує скорочення часу очікування, як для самих бригад, так і для диспетчерів і споживачів що підвищить ефективність та продуктивність.

Централізація системи АСДТУ надасть наступні експлуатаційні переваги:

- єдине сховище схемно-графічної інформації, одноразове введення даних, відсутність дублювання робіт з введення даних;

- конфігурація системи виконується централізовано, що виключає невідповідність (відсутність цілісності) даних;

- експлуатаційні служби можуть здійснювати централізований моніторинг параметрів роботи системи і відстежувати збої системи в будь-якій її точці;

- канали зв'язку з підстанціями підводяться до будь-якого найбільш доступного об'єкту, на якому встановлений вузол збору телеінформації. При підключенні телеметрії ці дані доступні всім користувачам системи без додаткового конфігурування.

## **2) Оперативно-диспетчерське управління**

### **2.1 Управління перемикачними.**

Будь-яка зміна положення комутаційного апарата відзначається в системі, прораховується вплив на мережу і візуалізується. Кожна операція перевіряється на відповідність нормативним документам та техніці безпеки. Виконання всіх операцій фіксується в оперативному журналі. Система дає можливість координувати зв'язані операції і формувати послідовність виконання перемикачів, а розрахунковий модуль виконує розрахунок режиму, який дозволяє проаналізувати стан мережі після виконання операцій.

### **2.2 Планування перемикачів**

Система дозволяє максимально мінімізувати паперовий документообіг, представляючи інтерфейс для створення програм і бланків перемикачів. Всі планові перемикачів перевіряються на безпеку та можливість здійснення по режиму мережі.

## **3) Контроль електропостачання абонентів**

Система дає можливість інтегрувати дзвінки споживачів та стан розподільних мереж в реальному часі, даючи можливість персоналу надавати клієнтам інформацію щодо перерв електропостачання. Інтеграція системи з базою даних ГІС дає можливість виконати прив'язку абонентів до точок мережі та контролювати електропостачання в залежності від положення комутаційних апаратів.



#### 4) Управління ресурсами

Система дозволяє диспетчеру визначати ресурси (ОВБ, ремонтні бригади) для усунення аварій, відслідковувати стан робіт від початку до завершення, фіксувати інструктажі. Оперативні команди фіксуються автоматично за допомогою мобільних пристроїв, зникає необхідність в оперативних перемовинах.

#### 5) Розрахункові модулі

5.1 Розрахунок режимів дозволяє:

- розподілити навантаження між елементами мережі для найбільш ефективного та економічного розподілу електричної енергії;
- проаналізувати аварійні ситуації та оцінити їх наслідки для безпеки функціонування енергосистеми та сформувавши перелік найбільш критичних за різними параметрами елементів;
- розрахувати параметри компенсації реактивної потужності для управління пристроями компенсації;
- розрахувати та проаналізувати струми короткого замикання, що дає можливість оцінити правильність налаштувань пристроїв РЗА.
- розрахувати уставки пристроїв РЗА.

5.2 Розрахунок оптимального струморозподілу дає можливість:

- розподілити потужність трансформаторів відносно їх номінальної потужності. За необхідності, недозавантажені трансформатори переводяться в «холодний резерв»;
- балансувати навантаження по фідерах;
- балансувати кількість абонентів на фідерах для зниження наслідків можливих відключень.

### Висновок

В Україні збільшення потужностей СЕС відбувається із значним відривом від інших технологій відновлюваної енергетики.

Із 849 МВт нових потужностей ВДЕ, підключених до енергосистеми України у 2018 році, на сонячну енергетику припадає 752 МВт. З них лівова частка — це великі наземні промислові СЕС. Такі станції мають потужність від кількох мегават до десятків мегават та підключаються до високовольтних мереж.

Потужності дахових станцій в Україні за рік зросли на 106 МВт, це шоста частина приросту великих СЕС. Сонячними панелями обладнані близько 7,5 тис приватних будинків, з них 4,44 тис додалися у 2018 році. Отже, ринок приватних дахових сонячних електростанцій за 12 місяців більш ніж подвоївся.

Враховуючи те, що Одеський регіон є одним з найперспективніших для розвитку сонячної та вітрової генерації, необхідно вже зараз формувати систему управління мережами, яка формується на принципі віртуальної електростанції та розподіленої генерації.

Крім того, необхідно враховувати аспекти функціонування ОСР в умовах ринку та ті зобов'язання, які покладаються на оператора системи розподілу в частині відповідальності за якість електричної енергії, надійність електропостачання тощо.



Враховуючи вищенаведене, впровадження інтелектуальної системи управління мережами дає можливість надійної роботи електричних мереж в умовах розподіленої генерації та є найбільш економічним способом покращення основних показників діяльності оператора системи розподілу:

- SAIDI – за рахунок автоматичної локалізації пошкодженої ділянки мережі та перезаживлення споживачів; швидкого визначення місця пошкодження та ефективно організованих оперативно-виїзних та ремонтних бригад. Автоматичний розрахунок режиму унеможливує виникнення критичних ситуацій та масових відключень.

- технологічних втрат електроенергії – за рахунок оптимального струморозподілу, вимкнення, за можливості, незавантажених трансформаторів і т.п.

- CSAT (індекс задоволеності клієнтів) – за рахунок надання якісної, достовірної інформації щодо відключення, планове попередження про виконання ремонтних робіт і т.п.

Крім того, інтелектуальна система максимально інтегрується з існуючим ОІК АСДУ, адже використовується той самий польовий рівень пристроїв телемеханіки, контролери, канали зв'язку. Інвестиції, вкладені в обладнання в попередній період, в повній мірі будуть використовуватися інтелектуальною системою.

Нижче наведений графік підвищення надійності розподільних мереж Великобританії операторів, які використовують інтелектуальні системи.

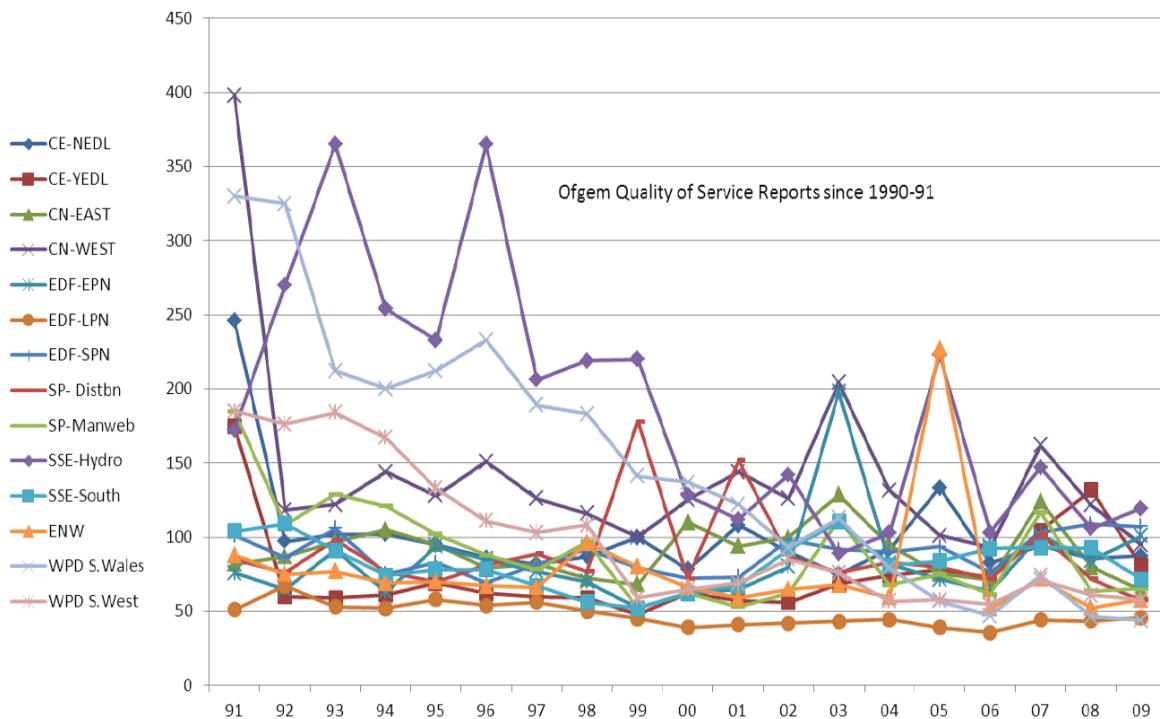


Рис. 22. Графік надійності електричних операторів





## ПОПЕРЕДНІЙ ГРАФІК ВПРОВАДЖЕННЯ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ РОЗПОДІЛЬНИМИ МЕРЕЖАМИ

№	Етап впровадження	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1.	Формування технічного завдання на закупівлю робіт (2019 р). Проведення закупівлі робіт.						
2.	Розробка проектно-кошторисної документації						
3.	Поставка обладнання виконання монтажних робіт						
4.	Поставка системного програмного забезпечення, ПНР						
5.	Поставка системи SCADA, ПНР						
5.	Розробка мнемосхем підстанцій, мережі. Вивід телеінформації з підстанцій:						
5.1	Основної мережі 35-110 кВ						
5.2	Міських РЕМ, РЕМ прямого підпорядкування						
5.3	РЕМ Ізмаїльського та Подольського регіонів						
6.	Поставка підсистем NMS, SCADA, проведення ПНР						
7.	Поставка OMS, проведення ПНР						
8.	Формування технічних вимог на закупівлю додаткових модулів OMS , управління мобільних бригад та розрахункових підсистем APRS и OFR						
9.	Закупівля додаткових модулів OMS, підсистем APRS и OFR						
10.	Виконання ПНР по додаткових модулях						



## 24. АНАЛІЗ ВИТРАТ ТА ВИГОД (З УРАХУВАННЯМ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ) ПРОЕКТІВ З РОЗВИТКУ СИСТЕМИ РОЗПОДІЛУ

На сьогодні ПрАТ “НЕК Укренерго” для проведення аналізу витрат та вигод проектів розвитку електричних мереж використовують СОУ НЕК 20.171:2017 “Методологія аналізу витрат і вигод проектів розвитку електричних мереж”, згідно якої рекомендовано для використання комбінований аналіз затрат і вигод та багатокритеріальний аналіз, що відповідає Регламенту (ЄС) 347/2013, на основі якого і була розроблена "Методологія ....." (даний стандарт служить для "внутрішнього" застосування). Орім цього, даному методу оцінювання віддає перевагу загальноєвропейська енергосистема ENTSO-E, інтеграція до якої передбачена Угодою про Асоціацію між Україною та ЄС.

При оцінюванні проектів розвитку системи розподілу застосовують наступні категорії вигід:

- підвищення надійності електропостачання;
- соціально-економічний ефект;
- підтримка інтеграції ВДЕ;
- енергоефективність;
- зменшення викидів вуглекислого газу за рахунок введення нових ВДЕ;
- гнучкість системи розподілу.

Загальні пооб’єктні витрати за проектом Плану розвитку системи розподілу АТ "Одесаобленерго" визначалися відповідно до нормативного документу СОУ-Н МЕНВ 45.2-37471933-44:2011 "Укрупнені показники вартості підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ".

Проте, слід відмітити, що вище наведена схема та система оцінки не може бути застосованою повністю відносно проектів системи розподілу, які включені в План розвитку, оскільки на даному етапі вони визначені, як найоптимальніше рішення конкретного "вузького місця" в системі розподілу.

Отже можна зробити висновок, що на даний час відсутня методика, що дала б змогу провести коректний аналіз затрат та вигод проектів, що включені в План розвитку ОСР, також слід зазначити, що даний План розвитку формується операторами систем розподілу вперше.

При формуванні Плану розвитку системи розподілу АТ "Одесаобленерго" на 2020 – 2024 роки враховувались всі реалії життя, які передували теперішній ситуації стану мереж.

На протязі 60-80 рр. ХХ ст. за рахунок б’юджетних засобів швидкими темпами розвивались електричні мережі 110-35 кВ. При цьому слід відмітити, що при проведенні суцільної електрифікації допускались деякі недоліки, які мали об’єктивний характер через масштабність задачі і колосальний об’єм фінансових затрат:

- будувались довгі лінії і однострансформаторні підстанції;
- застосовувались радіальні схеми і т.п.;

Починаючи з 1991 р бюджетне фінансування електричних мереж майже припинилось. З того часу і до сьогоднішнього дня єдиним джерелом фінансування електричних мереж є тариф на розподіл електричної енергії.



Попри все, ступінь надійності була такою, що вона вистояла весь період лібералізації цін, починаючи з 1991 р. по 2000 рік. Очевидно, що не без втрат – були втрачені ресурси на розвиток (із собівартості була виключена інвестиційна складова), був сильно виснажений ресурс енергетичного обладнання внаслідок заморожування процесу його відновлення.

В Плані розвитку системи розподілу АТ "Одесаобленерго" на 2020 – 2024 роки враховувались реальні фінансові можливості Товариства (витрати +, **Сценарій 1**), так як очікувати на приріст інвестицій із інших джерел у поточному році чи у найближчі роки не доводиться, а також був врахований варіант переходу Товариства на стимулююче тарифоутворення (**Сценарій 2**).

Для **Сценарію 2** кошти в сумі **7919,23** млн. грн. без ПДВ, що необхідні для здійснення заходів даного Плану розвитку покриваються за рахунок наступних джерел фінансування (**Табл. 34**):

**Табл. 34. План інвестицій за джерелами фінансування (Сценарій 2)**

№ з/п	Статті джерел фінансування (млн. грн без ПДВ)	2020 рік	2021 рік	2022 рік	2023 рік	2024 рік
<b>1</b>	<b>Власні кошти:</b>					
1.1	амортизаційні відрахування	316.10	681.69	738.77	846.49	916.73
1.2	прибуток на виробничі інвестиції	105.78	631.02	641.18	876.30	525.25
1.3	за перетоки реактивної е/е	53.50	59.93	63.11	66.46	69.98
1.4	плата за присідання	958.85			2.50	350.00
1.5	інші (небаланс ТВЕ)	8.05	7.54			
<b>2</b>	<b>Залучені кошти:</b>					
2.1	кредити					
2.2	фінансова допомога					
2.3	інші (розшифрувати)					
<b>3</b>	<b>Усього</b>	<b>1 442.28</b>	<b>1 380.18</b>	<b>1 443.06</b>	<b>1 791.75</b>	<b>1 861.96</b>

Для **Сценарію 1** кошти в сумі **3653,27** млн. грн. без ПДВ, що необхідні для здійснення заходів даного Плану розвитку покриваються за рахунок наступних джерел фінансування (**Табл. 35**).



**Табл. 35. План інвестицій за джерелами фінансування (без урахування стимулюючого тарифоутворення)**

№ з/п	Статті джерел фінансування (млн. грн без ПДВ)	2020 рік	2021 рік	2022 рік	2023 рік	2024 рік
<b>1</b>	<b>Власні кошти:</b>					
1.1	амортизаційні відрахування	316.10	333.46	351.13	369.74	389.34
1.2	прибуток на виробничі інвестиції	105.78	108.26	121.94	128.40	135.20
1.3	за перетоки реактивної е/е	53.50	59.93	63.11	66.46	69.98
1.4	плата за приєднання	958.85			2.50	4.00
1.5	інші (небаланс ТВЕ)	8.05	7.54			
<b>2</b>	<b>Залучені кошти:</b>					
2.1	кредити					
2.2	фінансова допомога					
2.3	інші (розшифрувати)					
<b>3</b>	<b>Усього</b>	<b>1 442.28</b>	<b>509.19</b>	<b>536.18</b>	<b>567.10</b>	<b>598.52</b>

В свою чергу використовуючи діючий нормативний документ "Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі" можна провести розрахунок економічної ефективності (вигод) від впровадження заходів Плану розвитку оператора системи розподілу АТ "Одесаобленерго" на 2020 - 2024 роки враховуючи приведені грошові затрати у вигляді джерел фінансування для двох сценаріїв.

Для оцінки ефективності інвестиційних проектів використовують чисту приведену вартість (NPV – Net Present Value), звану також інтегральним ефектом – ІЕ, яку визначають як різницю між дисконтованою сумою грошових надходжень, обумовлених реалізацією інвестиційного проекту, і сумою дисконтованих поточних витрат, необхідних для реалізації цього проекту.

Другим за значенням критерієм, який використовується для оцінки ефективності інвестиційних проектів, є внутрішня норма прибутковості (IRR – Internal Rate of Return), звана також внутрішньою нормою рентабельності.

IRR можна охарактеризувати як ставку дисконту, за якої сумарні дисконтовані вигоди дорівнюють сумарним дисконтованим витратам. Тобто, IRR є ставкою дисконту, за якої NPV проекту дорівнює нулю. Отже, IRR дорівнює максимальному рівню вартості капіталу СС, який можна сплачувати за використання необхідних ресурсів, залишаючись при цьому на беззбитковому рівні.

Індекс прибутковості (PI – Profitability Index) характеризує відносну прибутковість інвестиційного проекту у розрахунку на одну грошову одиницю інвестицій.

Дисконтований термін окупності (DPP – Discounted Payback Period) є часом, за який приведені (дисконтовані) капітальні витрати за проектом будуть відшкодовані приведеними (дисконтованими) вигодами, які надходять від його експлуатації.

Розрахунки економічної ефективності за Сценаріями 1 та 2 наведено нижче.

Таким чином всі показники ефективності капітальних вкладень позитивні, а тому План розвитку ОСР АТ "Одесаобленерго" на 2020-2024 роки може бути впроваджений за обома сценаріями.



### Розрахунок економічної ефективності для Сценарію 2

ВХІДНІ ДАНІ																						
Норма дисконту E	0.058																					
Аморт. відрахування	5%																					
Податок на прибуток	18%																					
ПДВ	20%																					
Режим роботи	8760 год/рік																					
Тривалість використання максимального навантаження	3400 год/рік																					
Тривалість максимальних втрат і втрат холостого ходу	1886 год/рік																					
Навантажувальні втрати потужності	120 МВт																					
Втрати холостого ходу	5 МВт																					
курс долара	24.75 грн																					
Фактичні втрати, (%)	13.6%	13.4%	13.2%	13.0%	12.8%																	
СТАТТІ	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
Відпуск енергії (брутто), млн кВт-год	6 839	6 891	6 945	6 999	7 053	7 060	7 067	7 074	7 081	7 088	7 095	7 102	7 110	7 117	7 124	7 131	7 138	7 145	7 152	7 159	7 167	
Витрати е/е на власні потреби ОСР	14.95	14.93	14.92	14.89	14.80	14.80	14.80	14.80	14.80	14.80	14.80	14.80	14.80	14.80	14.80	14.80	14.80	14.80	14.80	14.80	14.80	
Витрати е/е на її транспортування в мережах ОСР	928.01	921.39	914.63	907.72	901.36	901.36	901.36	901.36	901.36	901.36	901.36	901.36	901.36	901.36	901.36	901.36	901.36	901.36	901.36	901.36	901.36	
Відпуск енергії (нетто), млн кВт-год	5 896	5 955	6 015	6 076	6 137	6 144	6 151	6 158	6 165	6 172	6 179	6 186	6 193	6 200	6 208	6 215	6 222	6 229	6 236	6 243	6 250	
Залишкова вартість, тис. дол.																						
<b>Інвестиційні витрати, тис. дол.</b>	<b>58 274</b>	<b>55 765</b>	<b>58 306</b>	<b>72 394</b>	<b>75 231</b>																	
Витрати на експлуатацію електричної мережі, тис. до.	2 914	5 702	8 617	12 237	15 998	15 998	15 998	15 998	15 998	15 998	15 998	15 998	15 998	15 998	15 998	15 998	15 998	15 998	15 998	15 998	15 998	
Вартість витрат е/е на власні потреби ОСР, тис. дол.	857	856	855	853	848	848	848	848	848	848	848	848	848	848	848	848	848	848	848	848	848	
Вартість витрат е/е на її транспортування, тис. дол.	53 180	52 800	52 413	52 017	51 652	51 652	51 652	51 652	51 652	51 652	51 652	51 652	51 652	51 652	51 652	51 652	51 652	51 652	51 652	51 652	51 652	
Поточні річні витрати, тис. дол.	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	
Сумарний річний дохід, тис. дол.	196 291	197 806	199 336	200 881	202 439	202 642	202 844	203 047	203 250	203 454	203 657	203 861	204 065	204 269	204 473	204 677	204 882	205 087	205 292	205 497	205 703	
<b>Операційний грошовий потік</b>																						
+ Дохід (виручка) від операційної діяльності	196 291	197 806	199 336	200 881	202 439	202 642	202 844	203 047	203 250	203 454	203 657	203 861	204 065	204 269	204 473	204 677	204 882	205 087	205 292	205 497	205 703	
- Витрати операційної діяльності	71 950	74 358	76 885	80 107	83 499	83 499	83 499	83 499	83 499	83 499	83 499	83 499	83 499	83 499	83 499	83 499	83 499	83 499	83 499	83 499	83 499	
+ Залишкова вартість																						
= Обліковий прибуток	124 341	123 448	122 451	120 774	118 940	119 143	119 345	119 548	119 751	119 955	120 158	120 362	120 566	120 770	120 974	121 178	121 383	121 588	121 793	121 998	122 204	
- Амортизація	2 914	5 702	8 617	12 237	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
- Податок на прибуток	21 857	21 194	20 490	19 537	21 409	21 446	21 482	21 519	21 555	21 592	21 628	21 665	21 702	21 739	21 775	21 812	21 849	21 886	21 923	21 960	21 997	
<b>Прибуток після оподаткування</b>	<b>102 484</b>	<b>102 254</b>	<b>101 961</b>	<b>101 237</b>	<b>97 531</b>	<b>97 697</b>	<b>97 863</b>	<b>98 030</b>	<b>98 196</b>	<b>98 363</b>	<b>98 530</b>	<b>98 697</b>	<b>98 864</b>	<b>99 031</b>	<b>99 199</b>	<b>99 366</b>	<b>99 534</b>	<b>99 702</b>	<b>99 870</b>	<b>100 039</b>	<b>100 207</b>	
<b>Інвестиційні грошові потоки:</b>																						
<b>Інвестиційні витрати</b>	<b>58 274</b>	<b>55 765</b>	<b>58 306</b>	<b>72 394</b>	<b>75 231</b>	<b>0</b>																
Вільний грошовий потік	-58 274	46 719	43 948	29 567	26 006	97 531	97 697	97 863	98 030	98 196	98 363	98 530	98 697	98 864	99 031	99 199	99 366	99 534	99 702	99 870	100 039	
Вільний грошовий потік накопиченим підсумком	-58 274	-11 555	32 393	61 960	87 967	185 498	283 195	381 058	479 088	577 284	675 647	774 176	872 873	971 737	1 070 768	1 169 966	1 269 333	1 368 867	1 468 569	1 568 439	1 668 478	
Дисконтований вільний грошовий потік	-55 079	41 737	37 110	23 597	19 618	69 539	65 839	62 335	59 018	55 878	52 904	50 089	47 423	44 899	42 510	40 247	38 105	36 077	34 157	32 339	30 617	
<b>DFCF накопиченим підсумком</b>	<b>-55 079</b>	<b>-13 342</b>	<b>23 767</b>	<b>47 365</b>	<b>66 983</b>	<b>136 522</b>	<b>202 361</b>	<b>264 696</b>	<b>323 714</b>	<b>379 592</b>	<b>432 496</b>	<b>482 584</b>	<b>530 007</b>	<b>574 906</b>	<b>617 416</b>	<b>657 663</b>	<b>695 768</b>	<b>731 845</b>	<b>766 002</b>	<b>798 340</b>	<b>828 958</b>	
Чиста приведена вартість (NPV) з урахуванням залишкової вартості, тис. дол.																					<b>828 958</b>	
Внутрішня норма прибутковості (IRR) в.о.																						<b>71%</b>
Індекс прибутковості (PI), в.о.																						<b>2.6</b>
Термін окупності (PP), років																						<b>2.3</b>
Дисконтований термін окупності (DPP), років																						<b>2.4</b>



### Розрахунок економічної ефективності для Сценарію 1

ВХІДНІ ДАНІ																						
Норма дисконту E	0.058																					
Аморт. відрахування	5%																					
Податок на прибуток	18%																					
ПДВ	20%																					
Режим роботи	8760 год/рік																					
Тривалість використання максимального навантаження	3400 год/рік																					
Тривалість максимальних втрат і втрат холостого ходу	1886 год/рік																					
Навантажувальні втрати потужності	120 МВт																					
Втрати холостого ходу	5 МВт																					
курс долара	24.75 грн																					
Фактичні втрати, (%)	13.6%	13.4%	13.2%	13.0%	12.8%																	
СТАТТІ	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
Відпуск енергії (брутто), млн кВт·год	6 839	6 891	6 945	6 999	7 053	7 060	7 067	7 074	7 081	7 088	7 095	7 102	7 110	7 117	7 124	7 131	7 138	7 145	7 152	7 159	7 167	
Витрати е/е на власні потреби ОСР	14.95	14.93	14.92	14.89	14.80	14.80	14.80	14.80	14.80	14.80	14.80	14.80	14.80	14.80	14.80	14.80	14.80	14.80	14.80	14.80	14.80	
Витрати е/е на її транспортування в мережах ОСР	928.01	921.39	914.63	907.72	901.36	901.36	901.36	901.36	901.36	901.36	901.36	901.36	901.36	901.36	901.36	901.36	901.36	901.36	901.36	901.36	901.36	
Відпуск енергії (нетто), млн кВт·год	5 896	5 955	6 015	6 076	6 137	6 144	6 151	6 158	6 165	6 172	6 179	6 186	6 193	6 200	6 208	6 215	6 222	6 229	6 236	6 243	6 250	
Залишкова вартість, тис. дол.																						
<b>Інвестиційні витрати, тис. дол.</b>	<b>58 274</b>	<b>20 574</b>	<b>21 664</b>	<b>22 913</b>	<b>24 183</b>																	
Витрати на експлуатацію електричної мережі, тис. до.	2 914	3 942	5 026	6 171	7 380	7 380	7 380	7 380	7 380	7 380	7 380	7 380	7 380	7 380	7 380	7 380	7 380	7 380	7 380	7 380	7 380	
Вартість витрат е/е на власні потреби ОСР, тис. дол.	857	856	855	853	848	848	848	848	848	848	848	848	848	848	848	848	848	848	848	848	848	
Вартість витрат е/е на її транспортування, тис. дол.	53 180	52 800	52 413	52 017	51 652	51 652	51 652	51 652	51 652	51 652	51 652	51 652	51 652	51 652	51 652	51 652	51 652	51 652	51 652	51 652	51 652	
Поточні річні витрати, тис. дол.	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	
Сумарний річний дохід, тис. дол.	196 291	197 806	199 336	200 881	202 439	202 642	202 844	203 047	203 250	203 454	203 657	203 861	204 065	204 269	204 473	204 677	204 882	205 087	205 292	205 497	205 703	
<b>Операційний грошовий потік</b>																						
+ Дохід (виручка) від операційної діяльності	196 291	197 806	199 336	200 881	202 439	202 642	202 844	203 047	203 250	203 454	203 657	203 861	204 065	204 269	204 473	204 677	204 882	205 087	205 292	205 497	205 703	
- Витрати операційної діяльності	71 950	72 598	73 293	74 041	74 881	74 881	74 881	74 881	74 881	74 881	74 881	74 881	74 881	74 881	74 881	74 881	74 881	74 881	74 881	74 881	74 881	
+ Залишкова вартість																						
= Обліковий прибуток	124 341	125 208	126 043	126 839	127 558	127 761	127 964	128 166	128 369	128 573	128 776	128 980	129 184	129 388	129 592	129 796	130 001	130 206	130 411	130 616	130 822	
- Амортизація	2 914	3 942	5 026	6 171	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
- Податок на прибуток	21 857	21 828	21 783	21 720	22 961	22 997	23 033	23 070	23 106	23 143	23 180	23 216	23 253	23 290	23 327	23 363	23 400	23 437	23 474	23 511	23 548	
<b>Прибуток після оподаткування</b>	<b>102 484</b>	<b>103 380</b>	<b>104 260</b>	<b>105 119</b>	<b>104 598</b>	<b>104 764</b>	<b>104 930</b>	<b>105 096</b>	<b>105 263</b>	<b>105 430</b>	<b>105 596</b>	<b>105 763</b>	<b>105 931</b>	<b>106 098</b>	<b>106 265</b>	<b>106 433</b>	<b>106 601</b>	<b>106 769</b>	<b>106 937</b>	<b>107 105</b>	<b>107 274</b>	
<b>Інвестиційні грошові потоки:</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>21</b>	
<b>Інвестиційні витрати</b>	<b>58 274</b>	<b>20 574</b>	<b>21 664</b>	<b>22 913</b>	<b>24 183</b>	<b>0</b>																
<b>Вільний грошовий потік</b>	<b>-58 274</b>	<b>81 910</b>	<b>81 716</b>	<b>81 347</b>	<b>80 936</b>	<b>104 598</b>	<b>104 764</b>	<b>104 930</b>	<b>105 096</b>	<b>105 263</b>	<b>105 430</b>	<b>105 596</b>	<b>105 763</b>	<b>105 931</b>	<b>106 098</b>	<b>106 265</b>	<b>106 433</b>	<b>106 601</b>	<b>106 769</b>	<b>106 937</b>	<b>107 105</b>	
<b>Вільний грошовий потік накопиченим підсумком</b>	<b>-58 274</b>	<b>23 636</b>	<b>105 353</b>	<b>186 699</b>	<b>267 635</b>	<b>372 233</b>	<b>476 997</b>	<b>581 927</b>	<b>687 024</b>	<b>792 287</b>	<b>897 716</b>	<b>1 003 313</b>	<b>1 109 076</b>	<b>1 215 007</b>	<b>1 321 105</b>	<b>1 427 370</b>	<b>1 533 803</b>	<b>1 640 404</b>	<b>1 747 173</b>	<b>1 854 110</b>	<b>1 961 216</b>	
<b>Дисконтований вільний грошовий потік</b>	<b>-55 079</b>	<b>73 176</b>	<b>69 000</b>	<b>64 923</b>	<b>61 054</b>	<b>74 578</b>	<b>70 601</b>	<b>66 837</b>	<b>63 273</b>	<b>59 899</b>	<b>56 705</b>	<b>53 681</b>	<b>50 818</b>	<b>48 109</b>	<b>45 543</b>	<b>43 114</b>	<b>40 815</b>	<b>38 638</b>	<b>36 578</b>	<b>34 627</b>	<b>32 780</b>	
<b>DFCF накопиченим підсумком</b>	<b>-55 079</b>	<b>18 096</b>	<b>87 097</b>	<b>152 019</b>	<b>213 074</b>	<b>287 651</b>	<b>358 253</b>	<b>425 089</b>	<b>488 362</b>	<b>548 261</b>	<b>604 966</b>	<b>658 647</b>	<b>709 465</b>	<b>757 574</b>	<b>803 117</b>	<b>846 231</b>	<b>887 046</b>	<b>925 685</b>	<b>962 262</b>	<b>996 889</b>	<b>1 029 670</b>	
Чиста приведена вартість (NPV) з урахуванням залишкової вартості, тис. дол.																					<b>1 029 670</b>	
Внутрішня норма прибутковості (IRR) в.о.																						<b>128%</b>
Індекс прибутковості (PI), в.о.																						<b>7.0</b>
Термін окупності (PP), років																						<b>1.7</b>
Дисконтований термін окупності (DPP), років																						<b>1.8</b>





## 25. ВИСНОВКИ

АТ "Одесаобленерго" (надалі – ООЕ) – енергетична компанія України, що спеціалізується на розподілі та постачанні електричної енергії на території міста Одеса та Одеської області.

Підприємство, охоплюючи своєю діяльністю територію більше ніж 33,6 тис.км<sup>2</sup>, обслуговує понад 1 млн. споживачів.

На сьогоднішній день до складу АТ "Одесаобленерго" входять 9 ділянок, що обслуговують підстанції напругою 110 кВ: Білгород-Дністровська, Березовська, Подільська, Роздільнянська, Північна, Теплодарська, Центральна, Південня та Ізмаїльська. Також до складу АТ "Одесаобленерго" входять 26 РЕМ, що обслуговують мережі 0,4-35 кВ та м. Одеса. Це Ананьївський, Арцизький, Балтський, Березівський, Біляївський, Болградський, Білгород-Дністровський, Великомихайлівський, Іванівський, Ізмаїльський, Кілійський, Кодимський, Лиманський, Подільський, Красноокнянський, Любашівський, Миколаївський, Овідіопольський, Ренійський, Роздільнянський, Савранський, Саратський, Тарутінський, Татарбунарський, Захарівський та Ширяївський РЕМ.

Перспективний план є приблизною оцінкою обсягу робіт, переліку проектів та обсягів фінансування, необхідних для призупинення процесу старіння мереж Товариства та підвищення надійності електропостачання до світового рівня. План є орієнтовним, може бути змінений оскільки засновується на сьогоднішній оцінці технічного стану мереж та існуючих сьогодні прогнозах зростання навантаження, які можуть переглядатися.

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

Максимальне електричне навантаження Одеської області у 2018 році становило 1300 МВт.

Найбільш проблемними вузлами щодо приєднання потужностей в центри зростання навантажень є район м. Одеса та портові зони м. Южне.

Також дефіцитною є Південно-західна частина Одеської області.

Зростання навантажень зумовлене в основному завдяки зростаючим обсягам будівництва житла, об'єктів соціальної інфраструктури, відновленню роботи с/г підприємств та масовим впровадженням електрообігріву приміщень.

В зв'язку з цим передбачене будівництво ПС 110 кВ "Чубаївка", "Червоний Хутір", "Олександрівка", "Аеропортівська".

Для забезпечення надійної роботи мережі в аварійних режимах до 2024 року передбачено реконструкцію ПЛ 110 кВ Усатове – Чумка, Одеська ТЕЦ – Чумка, Чумка – Аркадія, Таїрово – Аркадія, Усатове – Лиманчик, Лиманчик – ГРЕС.

Також передбачено будівництво нових КЛ 110 кВ Маразліївська – Чумка, Чумка – Чубаївка, ЮЗР – Чубаївка та заходів ПЛ 110 кВ Овідіополь – Кароліно на ПС 110 кВ "МІЗ" з переходом через Білгород-Дністровський лиман.

Для забезпечення надійного живлення споживачів Ізмаїльського енерговузла та інтеграції ВДЕ необхідне введення в експлуатацію ПЛ 110 кВ Ізмаїл – Кілія № 2 та Кілія – Струмок з утворенням двох кіл Ізмаїльського кільця.

Розроблений План розвитку системи розподілу АТ "Одесаобленерго" корелюється з "Планом розвитку системи передачі на 2020-2029 роки". Надійність живлення м. Одеса та Південно-західної частини Одеської області також пов'язані з реалізацією заходів, що передбачені в "Плані розвитку системи передачі", а саме:



- заміна двох автотрансформаторів 330/110 кВ потужністю 125 МВА кожен на автотрансформатори потужністю 200 МВА кожен на ПС 330 кВ "Аджалик" та реконструкція ВРП 110 кВ з переходом до схеми 110-7;
- будівництво ПС 750 кВ "Приморська" з заходами ПЛ 330 кВ на ПС 330 кВ "Молдавська ДРЕС", ПС 330 кВ "Арциз", ПС 330 кВ "Подільська", ПС 330 кВ "Усатове", ПС 330 кВ "Аджалик" та ПЛ 750 кВ ЮУАЕС – Приморська;
- будівництво ПЛ 750 кВ Приморська – Каховська;
- будівництво ПЛ 330 кВ Новоодеська – Арциз з заміною АТ-2 на ПС 330 кВ "Арциз" на автотрансформатор потужністю 200 МВА;
- реконструкція ПС 220 кВ "Центроліт" із переведенням її на клас напруги 330 кВ із встановленням двох АТ 330/110 кВ потужністю по 200 МВА кожен та прив'язкою її по мережі 330 кВ шляхом спорудження заходів від ПЛ 330 кВ Усатове – Аджалік № 2. ПЛ 220 кВ Доброславська – Центроліт при цьому буде переведена на клас напруги 110 кВ;
- спорудження заходів ПЛ 330 кВ Аджалік – Трихати на ПС 330 кВ "Прогресивка" (схема видачі потужності СЕС 128 МВт Прогресивка);
- встановлення статичних компенсаторів потужністю 2×6 МВар на пристанційному вузлі СЕС ПС 110 кВ "Сонячна - Рені";
- встановлення статичних компенсаторів потужністю 2×8 МВар на пристанційному вузлі СЕС ПС 110 кВ "Сонячна - Кілія";
- реконструкція ПС 330 кВ "Подільська" із заміною АТ-1 і АТ-2 на трансформатори потужністю 200 МВА кожен.

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

- 6142,81 км ПЛ 6-10 кВ;
- 9351,43 км ПЛ 0,4 кВ;
- 741,91 км КЛ 6-10 кВ;
- 715,4 км КЛ 0,4 кВ;
- 3897 шт. ТП-10(6)/0,4 кВ;
- 109 шт. РП 6-10 кВ.

В частині розвитку мережі 20 кВ, заплановано будівництво нових ПС 110 кВ "Аеропортівська" (на період 2020-2024 рр передбачається початок будівництва) та "Чубайвка" з класом напруги 110/20 кВ та заміна на ПС 110 кВ "ЮЗР" двох трансформаторів на трансформатори 110/20/10 кВ потужністю по 63 МВА з переведенням мереж 10 кВ ПС 110 кВ "ЮЗР" на клас напруги 20 кВ.

Виконання програми перспективного розвитку АТ "Одесаобленерго" до 2024 року відбувається зважаючи на:

- необхідність залучати зовнішнє фінансування для реалізації заходів плану;
- діючі положення тарифної методології, яка не передбачає включення витрат, пов'язаних із залученням зовнішніх джерел фінансування в тариф та чітких механізмів повернення інвестицій;
- досвід Товариства щодо залучення кредитних ресурсів і неврахування відповідних витрат в тарифах та розуміючи, що реалізація "Програми розвитку" неможлива без:
  - забезпечення джерелами фінансування та створення привабливих умов його залучення;



- забезпечення привабливої для інвестора норми прибутку на вкладений капітал;
- внесення відповідних змін до тарифної методології, де передбачатиметься врахування всіх пов'язаних із залученням такого фінансування витрат та чіткий механізм повернення інвестицій;
- включення відповідних витрат у тариф;

дасть можливість:

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