

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2024–2029 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА РЕСПУБЛИКИ КРЫМ И Г. СЕВАСТОПОЛЯ

КНИГА 1

РЕСПУБЛИКА КРЫМ

СОДЕРЖАНИЕ

Книга 1

ВВЕДЕНИЕ	8
1 Описание энергосистемы	9
1.1 Основные внешние электрические связи	9
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	9
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	10
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет	11
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	13
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики	17
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	17
2.1.1 Энергорайон № 1. Энергорайон ЮБК (Южный берег Крыма)	17
2.1.2 Энергорайон № 2. Феодосийско-Керченский энергорайон	21
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций	23
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	23
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	74
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	86
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	86
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	86
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям	88
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы	90

3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	90
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	92
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	93
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	95
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы	97
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	97
4.2	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Республики Крым	100
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	105
4.4	Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	107
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети...	113
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	114
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	115
7.1	Основные подходы.....	115
7.2	Исходные допущения.....	116
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	119
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	120
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	122
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	124
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	125
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	126
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение	

которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии.....	129
Книга 2	

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АРН	–	автоматическое регулирование напряжения
АСУ ТП	–	автоматизированная система управления технологическими процессами объекта электроэнергетики
АТ	–	автотрансформатор
АУВ	–	автоматика управления выключателем
БСК	–	батарея статических конденсаторов
В	–	выключатель
ВИЭ	–	возобновляемые источники энергии
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВМ; МВ	–	масляный выключатель
ВО; ОВ	–	обходной выключатель
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГВО	–	график временного отключения потребления
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИП	–	инвестиционный проект
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЗ	–	короткое замыкание
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
НН	–	низкое напряжение
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПГУ	–	парогазовая установка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РБУ	–	режимно-балансовые условия

РБУ летнего максимума потребления мощности при ТНВ +24 °С; Макс лето	– режимно-балансовые условия летнего максимума потребления мощности – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы или энергорайона, средневзвешенной по потреблению мощности районов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 24 °С
РБУ летнего максимума потребления мощности при ТНВ +35 °С; ПЭВТ	– режимно-балансовые условия летнего максимума потребления мощности – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы или энергорайона, средневзвешенной по потреблению мощности районов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения, кратного 5 °С – плюс 35 °С
РДУ	– диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РЗА	– релейная защита и автоматика
РМ	– расчетная математическая модель
РПН	– устройство регулирования напряжения силового трансформатора под нагрузкой
РУ	– (электрическое) распределительное устройство
СВ	– секционный выключатель
СиПР	– Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СКРМ	– средство компенсации реактивной мощности
СО ЕЭС	– Системный оператор Единой энергетической системы
СРМ	– схемно-режимные мероприятия

СРС	–	схемно-режимная ситуация
СЭС	–	солнечная электростанция
Т	–	трансформатор
ТМ	–	телемеханика
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ЦП	–	центр питания
ЭС	–	электроэнергетическая система, энергосистема
ЭЭС	–	электроэнергетическая система (территориальная)
яч.	–	ячейка
$S_{\text{длн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

«Схема и программа развития энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя на 2024–2029 годы» состоит из двух книг:

- книга 1 «Республика Крым»;
- книга 2 «город Севастополь».

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя на территории Республики Крым за период 2018–2022 годов. За отчетный принимается 2022 год.

Основной целью подготовки материалов является разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечению удовлетворения среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, а также отдельно на территории Республики Крым на каждый год перспективного периода (2024–2029 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2029 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя на территории Республики Крым на период до 2029 года, в том числе:

- мероприятия, направленные на исключение ввода ГАО в электрической сети;
- перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям;
- мероприятия, направленные на предотвращение рисков ввода ГАО с учетом обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и мощности;
- перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО.

При разработке материалов сформирован перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.

На основании расчета капитальных вложений на реализацию перспективных мероприятий по развитию электрических сетей выполнена оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети.

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Республики Крым и г. Севастополя входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ и обслуживает территорию Республики Крым и г. Севастополя.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Республики Крым и г. Севастополя и владеющие объектами электросетевого хозяйства 110 кВ и/или выше:

- филиал ПАО «Россети» – Таврическое ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Республики Крым, г. Севастополя;

- ГУП РК «Крымэнерго» – предприятие, осуществляющее функции управления, передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–10–35–110 кВ на территории Республики Крым;

- ООО «Севастопольэнерго» – предприятие, осуществляющее функции управления, передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 35–110 кВ на территории г. Севастополя;

- ФГУП «102 предприятие электрических сетей» Минобороны Российской Федерации.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Республики Крым и г. Севастополя связана с энергосистемами:

- Республики Адыгея и Краснодарского края (Филиал АО «СО ЕЭС» Кубанское РДУ): КВЛ 220 кВ – 4 шт.;

- Запорожской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ): ВЛ 330 кВ – 1 шт.;

- Херсонской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ): ВЛ 330 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии, расположенных на территории Республики Крым, с указанием максимальной потребляемой мощности за отчетный год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей, расположенных на территории Республики Крым

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
–	–
Более 50 МВт	
–	–
Более 10 МВт	
АО «СЗ»	12,0

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым, на 01.01.2023 составила 1442,3 МВт, в том числе: ТЭС – 1056,7 МВт, ВЭС – 88,6 МВт, СЭС – 297,0 МВт.

Перечень электростанций с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям с указанием фактической установленной мощности представлен в приложении А.

Структура и изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за отчетный год приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым, МВт

Наименование	На 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	1442,3	–	–	–	–	1442,3
ТЭС	1056,7	–	–	–	–	1056,7
ВИЭ – всего	385,6	–	–	–	–	385,6
ВЭС	88,6	–	–	–	–	88,6
СЭС	297,0	–	–	–	–	297,0

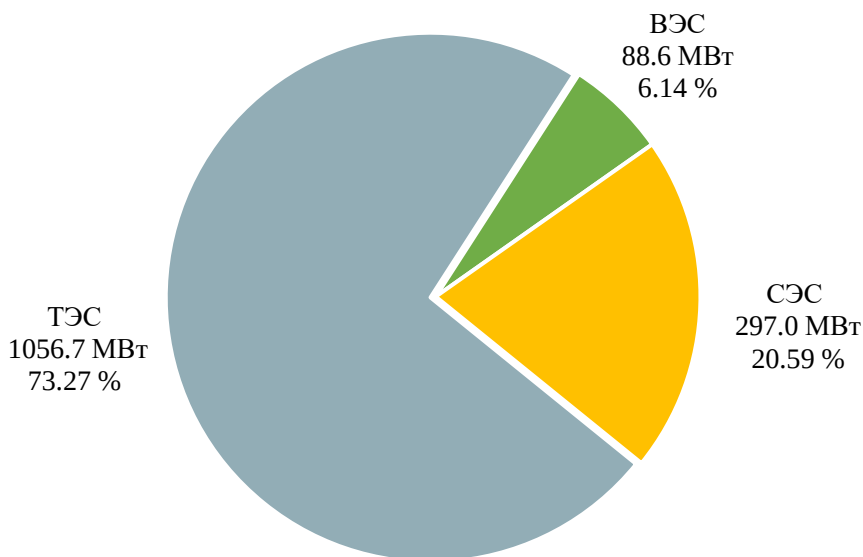


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым, по состоянию на 01.01.2023

1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя с выделением данных по Республике Крым приведена в таблице 3 и на рисунках 2, 3.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя с выделением данных по Республике Крым

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
<i>Энергосистема Республики Крым и г. Севастополя</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	7732	7843	7921	8762	8859
Годовой темп прироста, %	3,88	1,44	0,99	10,62	1,11
Максимум потребления мощности, МВт	1398	1357	1434	1587	1623
Годовой темп прироста, %	-2,03	-2,93	5,67	10,68	2,27
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5531	5780	5524	5521	5458
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	26.01 11:00	09.01 10:00	23.12 10:00	24.12 10:00	26.01 10:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-4,8	-2,1	-1,9	-2,3	-5,4
<i>Республика Крым</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	6331	6321	6368	7059	7116
Годовой темп прироста, %	4,04	-0,16	0,74	10,85	0,81
Доля потребления электрической энергии Республики Крым в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя, %	81,9	80,6	80,4	80,6	80,3
Потребление мощности (совмещенное) Республики Крым на час прохождения максимума энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, МВт	1115	1078	1137	1256	1289
Годовой темп прироста, %	-2,28	-3,32	5,47	10,47	2,63
Доля потребления мощности Республики Крым в энергосистеме, %	79,8	79,4	79,3	79,1	79,4
Число часов использования потребления мощности, ч/год	5678	5866	5601	5620	5521

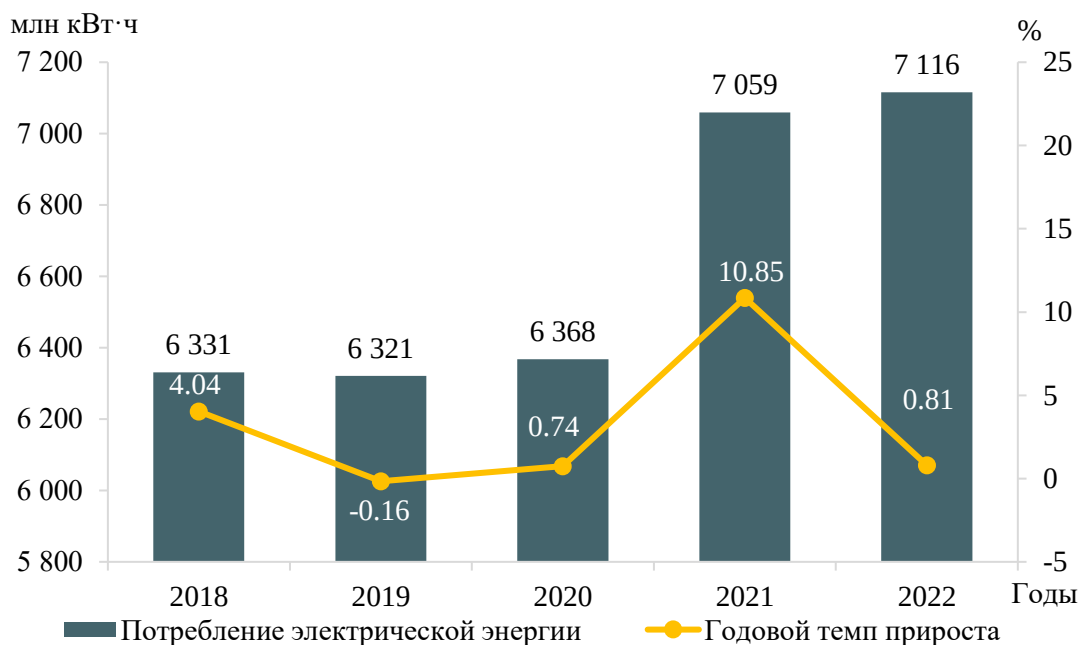


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии по территории Республики Крым и годовые темпы прироста

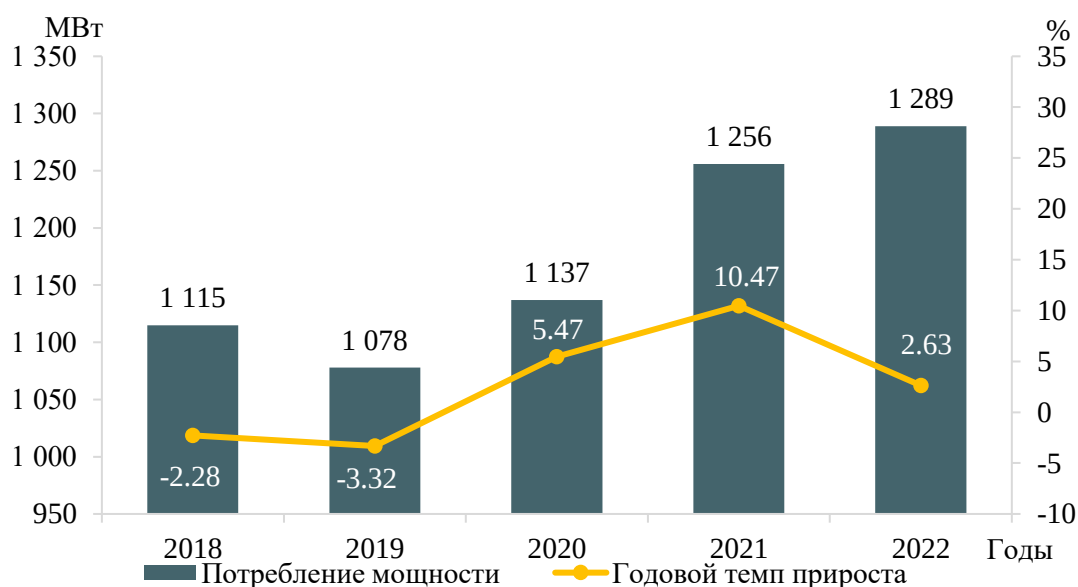


Рисунок 3 – Потребление мощности Республики Крым и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Республики Крым г. Севастополя увеличилось на 1416 млн кВт·ч и составило в 2022 году 8859 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 3,54 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 10,62 % в 2021 году. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии зафиксирован в 2020 году и составил 0,99 %.

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя вырос на 196 МВт и составил 1623 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 2,61 %. Годовой максимум весь отчетный период фиксировался только в утренние часы.

В последние годы уровень максимального потребления мощности в большой степени определялся объемом электроотопления и заполняемостью круглогодичных здравниц в зимний период.

Наибольший годовой прирост мощности наблюдался в 2021 году и составил 10,68 %, наибольшее годовое снижение мощности зафиксировано в 2019 году и составило 2,93 %.

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии Республики Крым увеличилось на 1031 млн кВт·ч и составило 7116 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 3,18 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 10,85 % в 2021 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2019 году и составило 0,16 %.

Доля Республики Крым в суммарном потреблении электрической энергии энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя в ретроспективный период незначительно снизилась с 81,9 % в 2018 году до 80,3 % в 2022 году.

За период 2018–2022 годов потребление мощности энергосистемы Республики Крым вырос на 148 МВт и составил 1289 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 2,47 %.

Наибольший годовой прирост мощности зафиксирован в 2021 году и составил 10,47 % в, наибольшее годовое снижение мощности наблюдалось в 2019 году и составило 3,35 %.

Доля Республики Крым в максимальном потреблении мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя в ретроспективный период изменялась незначительно в диапазоне 79,3–79,8 %.

Годовой режим потребления электрической энергии Республики Крым незначительно плотнее годового режима энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя в целом на 60–120 часов в год.

В течение ретроспективного периода динамика изменения потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Крым обуславливалась следующими факторами:

- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта;
- ростом потребления в сфере услуг и домашних хозяйствах;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- увеличением потребления на собственные нужды электростанций за счет ввода Таврической ТЭС и Сакской ТЭЦ ПГУ-120.

1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Республики Крым приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Республики Крым приведен в таблице 5.

Таблица 4 – Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	ВЛ 110 кВ Жаворонки – Аэропорт с отпайкой на ПС Сковорцово. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Симферопольская ТЭЦ – Жаворонки с отпайкой на ПС Сковорцово с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Жаворонки – Аэропорт с отпайкой на ПС Сковорцово и ВЛ 110 кВ Симферопольская ТЭЦ – Аэропорт	АО «Крымэнерго»	2018	3,92 км
2	110 кВ	ВЛ 110 кВ Сакская ТЭЦ – Западно-Крымская. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Западно-Крымская – Саки правая на Сакскую ТЭЦ с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Сакская ТЭЦ – Западно-Крымская и ВЛ 110 кВ Сакская ТЭЦ – Саки № 2	АО «Крымэнерго»	2018	7,8 км
3	110 кВ	ВЛ 110 кВ Сакская ТЭЦ – Саки № 2. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Западно-Крымская – Саки правая на Сакскую ТЭЦ с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Сакская ТЭЦ – Западно-Крымская и ВЛ 110 кВ Сакская ТЭЦ – Саки № 2	АО «Крымэнерго»	2018	7,8 км
4	110 кВ	ВЛ 110 кВ Симферопольская ТЭЦ – Аэропорт. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Симферопольская ТЭЦ – Жаворонки с отпайкой на ПС Сковорцово с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Жаворонки – Аэропорт с отпайкой на ПС Сковорцово и ВЛ 110 кВ Симферопольская ТЭЦ – Аэропорт	АО «Крымэнерго»	2018	4,07 км
5	330 кВ	Строительство новой ВЛ 330 кВ Севастополь – Западно-Крымская	АО «Крымэнерго»	2018	92 км
6	330 кВ	КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Западно-Крымская. Выполнение захода ВЛ 330 кВ Севастополь – Западно-Крымская на Балаклавскую ТЭС с образованием двух ЛЭП: КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь №2 и КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Западно-Крымская	ПАО «Россети»	2018	8,35 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
7	330 кВ	КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь № 1. Выполнение захода ВЛ 330 кВ Симферопольская – Севастополь на Балаклавскую ТЭС с образованием двух ЛЭП: КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Симферопольская и КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь №1	АО «Крымэнерго»	2018	6,34 км
8	330 кВ	КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь №2. Выполнение захода ВЛ 330 кВ Севастополь – Западно-Крымская на Балаклавскую ТЭС с образованием двух ЛЭП: КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь №2 и КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Западно-Крымская	АО «Крымэнерго»	2018	6,58 км
9	330 кВ	КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Симферопольская. Выполнение захода ВЛ 330 кВ Симферопольская – Севастополь на Балаклавскую ТЭС с образованием двух ЛЭП: КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Симферопольская и КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь №1	АО «Крымэнерго»	2018	7,56 км
10	330 кВ	ВЛ 330 кВ Таврическая ТЭС – Джанкой. Выполнение захода ВЛ 330 кВ Джанкой – Симферопольская на Таврическую ТЭС с образованием двух ЛЭП: ВЛ 330 кВ Таврическая ТЭС – Джанкой и ВЛ 330 кВ Таврическая ТЭС – Симферопольская	ГУП РК «Крымэнерго»	2018	2,12 км
11	330 кВ	ВЛ 330 кВ Таврическая ТЭС – Симферопольская. Выполнение захода ВЛ 330 кВ Джанкой – Симферопольская на Таврическую ТЭС с образованием двух ЛЭП: ВЛ 330 кВ Таврическая ТЭС – Джанкой и ВЛ 330 кВ Таврическая ТЭС – Симферопольская	ГУП РК «Крымэнерго»	2018	1,59 км
12	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Аянская от ВЛ 110 кВ Алушта – Перевальное	АО «Крымэнерго»	2019	0,06 км
13	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Аянская от ВЛ 110 кВ Доброе – Перевальное	АО «Крымэнерго»	2019	0,06 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
14	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Кафа – Виноградная I цепь	ГУП РК «Крымэнерго»	2022	7,39 км
15	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Кафа – Виноградная II цепь	ГУП РК «Крымэнерго»	2022	7,40 км
16	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Миндальная от ВЛ 110 кВ Старый Крым – Судак с отпайкой на ПС Капсель	ГУП РК «Крымэнерго»	2022	3,22 км
17	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Миндальная от ВЛ 110 кВ Веселое – Судак с отпайкой на ПС Капсель	ГУП РК «Крымэнерго»	2022	3,22 км

Таблица 5 – Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	330 кВ	Установка автотрансформатора на Таврической ТЭС	ООО «ВО «Технопромэкспорт»	2018	1×200 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Аэропорт	АО «Крымэнерго»	2018	2×32 МВА
3	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Керченская	АО «Крымэнерго»	2018	25 МВА
4	110 кВ	Установка трансформаторов на Сакской ТЭЦ	АО «КРЫМТЭЦ»	2018	2×63 МВА
5	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Сода	АО «СЗ»	2018	25 МВА
6	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Аянская	АО «Крымэнерго»	2019	2×10 МВА
7	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Керченская	АО «Крымэнерго»	2019	25 МВА
8	110 кВ	Установка БСК на ПС 110 кВ Лучистое	АО «Крымэнерго»	2021	25 Мвар
9	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Алушка	АО «Крымэнерго»	2022	2×25 МВА
10	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Виноградная	ГУП РК «Крымэнерго»	2022	2×25 МВА
11	110 кВ	Установка БСК на ПС 110 кВ Дарсан	ГУП РК «Крымэнерго»	2022	25 Мвар
12	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Миндальная	ГУП РК «Крымэнерго»	2022	2×25 МВА
13	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Северная	ГУП РК «Крымэнерго»	2022	2×63 МВА

2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

На территории Республики Крым к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относятся:

- энергорайон № 1. Энергорайон ЮБК (Южный берег Крыма);
- энергорайон № 2. Феодосийско-Керченский энергорайон.

2.1.1 Энергорайон № 1. Энергорайон ЮБК (Южный берег Крыма)

Энергорайон ЮБК содержит объекты ГУП РК «Крымэнерго», АО «Крымэнерго» и ООО «Севастопольэнерго», основные из которых: ПС 110 кВ ПС-10; ПС 110 кВ Заря; ПС 110 кВ Алушка; ПС 110 кВ Гаспра, ПС 110 кВ Ялта, ПС 110 кВ Дарсан, ПС 110 кВ Массандра, ПС 110 кВ Гурзуф, ПС 110 кВ Артек, ПС 110 кВ Шарха, ПС 110 кВ Алушта, ПС 110 кВ Доброе, ПС 110 кВ Перевальное, ПС 110 кВ Аянская, ПС 110 кВ Судак, ПС 110 кВ Веселое, ПС 110 кВ Морское, ПС 110 кВ Приветное, ПС 110 кВ Малореченское, ПС 110 кВ Лучистое.

В таблице 6 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне ЮБК Республики Крым.

Таблица 6 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергорайона ЮБК Республики Крым

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов для РБУ летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме¹⁾, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Симферопольская – Доброе и ВЛ 110 кВ Симферопольская – Ялта, токовая нагрузка связей энергорайона превышает ДДТН: – ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10 на величину до 109 %; – ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10 на величину до 89 %; – ВЛ 110 кВ Алупка – Заря на величину до 71 %; – ВЛ 110 кВ Гаспра – Алупка на величину до 56 %; – ВЛ 110 кВ Ялта – Гаспра на величину до 38 %; – ВЛ 110 кВ Старый Крым – Судак с отпайкой на ПС Капсель на величину до 47 %; – ВЛ 110 кВ Веселое – Судак с отпайкой на ПС Капсель на величину до 28 %; – ВЛ 110 кВ Морское – Веселое на величину до 11 %; – ВЛ 110 кВ Приветное – Морское на величину до 4 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 65 МВт	Строительство транзита 110 кВ Севастопольская – Ялта – Лучистое в двухцепном исполнении (1–24 этапы): Этап 1. Реконструкция ПС 110 кВ Заря. Этап 2. Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС ПС-10 и ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС ПС-10 на участке от ПС 330 кВ Севастополь до ПС 110 кВ ПС-10 с реконструкцией ПС 330 кВ Севастополь для подключения новых ЛЭП 110 кВ (без вывода из работы существующих ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10 и ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10). Этап 3. Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС ПС-10 с заходом на ПС 110 кВ Заря и ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС ПС-10 на участке от ПС 110 кВ ПС-10 до ПС 110 кВ Заря с переводом электроснабжения ПС 110 кВ ПС-10 от ВЛ 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС-10 и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10. Этап 4. Реконструкция ПС 110 кВ Алупка (реализовано). Этап 5. Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС ПС-10 с заходом на ПС 110 кВ Алупка и ЛЭП 110 кВ Гаспра – Заря на участке от ПС 110 кВ Заря до ПС 110 кВ Алупка с заходами на ПС 110 кВ Заря с переводом электроснабжения ПС 110 кВ ПС-10 от ВЛ 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС 110 кВ ПС-10, демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Алупка – Заря и выводом из работы существующей ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10. Этап 6. Реконструкция ПС 110 кВ Гаспра. Этап 7. Строительство ЛЭП 110 кВ Гаспра – Заря с заходом на ПС 110 кВ Гаспра и ЛЭП 110 кВ Алупка – Ялта на участке от ПС 110 кВ Алупка до ПС 110 кВ Гаспра с заходом на ПС 110 кВ Алупка и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Гаспра – Алупка. Этап 8. Реконструкция ПС 110 кВ Ялта. Этап 9. Строительство ЛЭП 110 кВ Алупка – Ялта с заходом на ПС 110 кВ Ялта и ЛЭП 110 кВ Гаспра – Дарсан на участке от ПС 110 кВ Гаспра до ПС 110 кВ Ялта с заходом на ПС 110 кВ Гаспра и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Ялта – Гаспра. Этап 10. Реконструкция ПС 110 кВ Дарсан. Этап 11. 1 оч. Реконструкция ВЛ 110 кВ Симферопольская – Ялта с заходом на ПС 110 кВ Дарсан с образованием ВЛ 110 кВ Симферопольская – Дарсан и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ	Отсутствуют	Строительство транзита 110 кВ Севастопольская – Ялта – Лучистое в двухцепном исполнении (1–24 этапы): Этап 1. Реконструкция ПС 110 кВ Заря. Этап 2. Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС ПС-10 и ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС ПС-10 на участке от ПС 330 кВ Севастополь до ПС 110 кВ ПС-10 с реконструкцией ПС 330 кВ Севастополь для подключения новых ЛЭП 110 кВ (без вывода из работы существующих ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10 и ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10). Этап 3. Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС ПС-10 с заходом на ПС 110 кВ Заря и ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС ПС-10 на участке от ПС 110 кВ ПС-10 до ПС 110 кВ Заря с переводом электроснабжения ПС 110 кВ ПС-10 от ВЛ 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС-10 и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10. Этап 4. Реконструкция ПС 110 кВ Алупка (реализовано). Этап 5. Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС ПС-10 с заходом на ПС 110 кВ Алупка и ЛЭП 110 кВ Гаспра – Заря на участке от ПС 110 кВ Заря до ПС 110 кВ Алупка с заходами на ПС 110 кВ Заря с переводом электроснабжения ПС 110 кВ ПС-10 от ВЛ 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС 110 кВ ПС-10, демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Алупка – Заря и выводом из работы существующей ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10. Этап 6. Реконструкция ПС 110 кВ Гаспра. Этап 7. Строительство ЛЭП 110 кВ Гаспра – Заря с заходом на ПС 110 кВ Гаспра и ЛЭП 110 кВ Алупка – Ялта на участке от ПС 110 кВ Алупка до ПС 110 кВ Гаспра с заходом на ПС 110 кВ Алупка и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Гаспра – Алупка. Этап 8. Реконструкция ПС 110 кВ Ялта. Этап 9. Строительство ЛЭП 110 кВ Алупка – Ялта с заходом на ПС 110 кВ Ялта и ЛЭП 110 кВ Гаспра – Дарсан на участке от ПС 110 кВ Гаспра до ПС 110 кВ Ялта с заходом на ПС 110 кВ Гаспра и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Ялта – Гаспра. Этап 10. Реконструкция ПС 110 кВ Дарсан. Этап 11. 1 оч. Реконструкция ВЛ 110 кВ Симферопольская – Ялта с заходом на ПС 110 кВ Дарсан с образованием ВЛ 110 кВ Симферопольская – Дарсан и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
	Симферопольская – Ялта на участке от ПС 110 кВ Дарсан до ПС 110 кВ Ялта. Этап 11. 2 оч. Строительство ЛЭП 110 кВ Гаспра – Дарсан с заходом на ПС 110 кВ Дарсан и ЛЭП 110 кВ Дарсан – Ялта с заходами на ПС 110 кВ Ялта и ПС 110 кВ Дарсан и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Ялта – Дарсан Этап 12. Реконструкция ПС 110 кВ Массандра. Этап 13. Строительство ЛЭП 110 кВ Дарсан – Массандра с заходом на ПС 110 кВ Дарсан и ПС 110 кВ Массандра и ЛЭП 110 кВ Гурзуф – Дарсан на участке от ПС 110 кВ Дарсан до ПС 110 кВ Массандра с заходом на ПС 110 кВ Дарсан и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Массандра – Дарсан. Этап 14. Реконструкция ПС 110 кВ Гурзуф. Этап 15. Строительство ЛЭП 110 кВ Гурзуф – Дарсан с заходом на ПС 110 кВ Гурзуф и ЛЭП 110 кВ Артек – Массандра на участке от ПС 110 кВ Массандра до ПС 110 кВ Гурзуф с заходом на ПС 110 кВ Массандра и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Гурзуф – Массандра. Этап 16. Реконструкция ПС 110 кВ Артек. Этап 17. Строительство ЛЭП 110 кВ Артек – Массандра с заходом на ПС 110 кВ Артек и ЛЭП 110 кВ Гурзуф – Шарха на участке от ПС 110 кВ Гурзуф до ПС 110 кВ Артек с заходом на ПС 110 кВ Гурзуф и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Артек – Гурзуф. Этап 18. Реконструкция ПС 110 кВ Шарха. Этап 19. Строительство ЛЭП 110 кВ Гурзуф – Шарха с заходом на ПС 110 кВ Шарха и ЛЭП 110 кВ Алушта – Артек на участке от ПС 110 кВ Артек до ПС 110 кВ Шарха с заходом на ПС 110 кВ Артек и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Шарха – Артек. Этап 20. Реконструкция ПС 110 кВ Алушта. Этап 21. Строительство ЛЭП 110 кВ Алушта – Артек с заходом на ПС 110 кВ Алушта и ЛЭП 110 кВ Лучистое – Шарха на участке от ПС 110 кВ Шарха до ПС 110 кВ Алушта с заходом на ПС 110 кВ Шарха и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Алушта – Шарха. Этап 22. Реконструкция ПС 110 кВ Лучистое. Этап 23. Реконструкция ВЛ 110 кВ Алушта – Аянская с отпайкой на ПС Перевальное с устройством захода данной ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Лучистое и строительство ЛЭП 110 кВ Лучистое – Шарха на участке от ПС 110 кВ Алушта до ПС 110 кВ Лучистое с заходом на ПС 110 кВ Лучистое. Этап 24. Строительство ЛЭП 110 кВ Алушта – Лучистое с демонтажом		Симферопольская – Ялта на участке от ПС 110 кВ Дарсан до ПС 110 кВ Ялта. Этап 11. 2 оч. Строительство ЛЭП 110 кВ Гаспра – Дарсан с заходом на ПС 110 кВ Дарсан и ЛЭП 110 кВ Дарсан – Ялта с заходами на ПС 110 кВ Ялта и ПС 110 кВ Дарсан и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Ялта – Дарсан Этап 12. Реконструкция ПС 110 кВ Массандра. Этап 13. Строительство ЛЭП 110 кВ Дарсан – Массандра с заходом на ПС 110 кВ Дарсан и ПС 110 кВ Массандра и ЛЭП 110 кВ Гурзуф – Дарсан на участке от ПС 110 кВ Дарсан до ПС 110 кВ Массандра с заходом на ПС 110 кВ Дарсан и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Массандра – Дарсан. Этап 14. Реконструкция ПС 110 кВ Гурзуф. Этап 15. Строительство ЛЭП 110 кВ Гурзуф – Дарсан с заходом на ПС 110 кВ Гурзуф и ЛЭП 110 кВ Артек – Массандра на участке от ПС 110 кВ Массандра до ПС 110 кВ Гурзуф с заходом на ПС 110 кВ Массандра и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Гурзуф – Массандра. Этап 16. Реконструкция ПС 110 кВ Артек. Этап 17. Строительство ЛЭП 110 кВ Артек – Массандра с заходом на ПС 110 кВ Артек и ЛЭП 110 кВ Гурзуф – Шарха на участке от ПС 110 кВ Гурзуф до ПС 110 кВ Артек с заходом на ПС 110 кВ Гурзуф и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Артек – Гурзуф. Этап 18. Реконструкция ПС 110 кВ Шарха. Этап 19. Строительство ЛЭП 110 кВ Гурзуф – Шарха с заходом на ПС 110 кВ Шарха и ЛЭП 110 кВ Алушта – Артек на участке от ПС 110 кВ Артек до ПС 110 кВ Шарха с заходом на ПС 110 кВ Артек и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Шарха – Артек. Этап 20. Реконструкция ПС 110 кВ Алушта. Этап 21. Строительство ЛЭП 110 кВ Алушта – Артек с заходом на ПС 110 кВ Алушта и ЛЭП 110 кВ Лучистое – Шарха на участке от ПС 110 кВ Шарха до ПС 110 кВ Алушта с заходом на ПС 110 кВ Шарха и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Алушта – Шарха. Этап 22. Реконструкция ПС 110 кВ Лучистое. Этап 23. Реконструкция ВЛ 110 кВ Алушта – Аянская с отпайкой на ПС Перевальное с устройством захода данной ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Лучистое и строительство ЛЭП 110 кВ Лучистое – Шарха на участке от ПС 110 кВ Алушта до ПС 110 кВ Лучистое с заходом на ПС 110 кВ Лучистое. Этап 24. Строительство ЛЭП 110 кВ Алушта – Лучистое с демонтажом

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
	существующей ВЛ 110 кВ Алушта – Лучистое		существующей ВЛ 110 кВ Алушта – Лучистое

Примечание – ¹⁾ Двойная ремонтная схема – схема электрической сети, характеризующаяся дополнительным по отношению к единичной ремонтной схеме отключенным состоянием линии электропередачи, или единицы генерирующего, или электросетевого оборудования или схема электрической сети, которая формируется по истечении 20 минут после возникновения нормативного возмущения (за исключением нормативного возмущения, приводящего к отключению более одного элемента энергосистемы) в единичной ремонтной схеме электрической сети.

2.1.2 Энергорайон № 2. Феодосийско-Керченский энергорайон

В Феодосийско-Керченский энергорайон содержат объекты филиала ПАО «Россети» – Кубанское ПМЭС, ГУП РК «Крымэнерго», АО «Крымэнерго» и АО «КРЫМТЭЦ», основные из которых: ПС 220 кВ Кафа, ПС 220 кВ Феодосийская, ПС 220 кВ Насосная-2, ПС 220 кВ Насосная-3, ПС 220 кВ Камыш-Бурун, ПС 220 кВ Черноморская, ПС 220 кВ Казантип, ПС 110 кВ Керченская, ПС 110 кВ Ленино, ПС 110 кВ Соляная, ПС 110 кВ Марат, ПС 110 кВ Очистная; Камыш-Бурунская ТЭЦ.

В таблице 7 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Феодосийско-Керченском энергорайоне Республики Крым.

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций Феодосийско-Керченского энергорайона Республики Крым

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов для РБУ летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме ¹⁾ , связанной с отключением ВЛ 110 кВ Таврическая ТЭС – Кубанская и АТ-4 ПС 220 кВ Феодосийская токовая нагрузка АТ-3 ПС 220 кВ Феодосийская превышает ДДТН на величину до 65 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 82 МВт	1. Строительство заходов ВЛ 110 кВ Феодосийская – Старый Крым с отпайками на ПС 220 кВ Кафа ориентировочной протяженностью 6,5 км каждый. 2. Строительство заходов ВЛ 110 кВ Феодосийская – Восход с отпайками на ПС 220 кВ Кафа ориентировочной протяженностью 6,3 км каждый	Отсутствуют	1. Строительство заходов ВЛ 110 кВ Феодосийская – Старый Крым с отпайками на ПС 220 кВ Кафа ориентировочной протяженностью 6,5 км каждый. 2. Строительство заходов ВЛ 110 кВ Феодосийская – Восход с отпайками на ПС 220 кВ Кафа ориентировочной протяженностью 6,3 км каждый

Примечание – ¹⁾ Двойная ремонтная схема – схема электрической сети, характеризующаяся дополнительным по отношению к единичной ремонтной схеме отключенным состоянием линии электропередачи, или единицы генерирующего, или электросетевого оборудования или схема электрической сети, которая формируется по истечении 20 минут после возникновения нормативного возмущения (за исключением нормативного возмущения, приводящего к отключению более одного элемента энергосистемы) в единичной ремонтной схеме электрической сети.

2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

В соответствии с предложениями сетевых организаций рассмотрены ПС 110 кВ, на которых по результатам контрольных измерений потокораспределения в отчетном периоде зафиксировано превышение допустимой загрузки трансформаторного оборудования в нормальной схеме или при отключении одного из трансформаторов в нормальной схеме с учетом реализации схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера и внеочередного контрольного замера. В таблице 8 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 8 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С		
		Энергорайон «ЮБК»	Феодосийско-Керченский энергорайон	ЭС Республики Крым и г. Севастополя
2018	19.12.2018	8,8	2,6	1,6
	20.06.2018	28,0	23,5	24,7
	09.08.2018 ¹⁾	28,1	28,1	28,1
2019	18.12.2019	9,9	9,9	7,9
	19.06.2019	26,6	26,5	25,2
2020	16.12.2020	8,3	1,6	1,1
	17.06.2020	22,0	24,3	22,3
	12.08.2020 ¹⁾	28,8	28,8	28,8
2021	15.12.2021	10,0	6,4	4,6
	16.06.2021	18,7	20,0	18,7
2022	21.12.2022	4,8	1,4	1,1
	15.06.2022	24,3	22,3	20,9
	16.02.2022 ¹⁾	6,9	6,9	6,9
	04.08.2022 ¹⁾	28	28	28

Примечание – ¹⁾ Приведены температуры в дни внеочередных контрольных замеров.

Анализ загрузки центров питания производится с учетом применения схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1], исходя из следующих критериев:

– для однотрансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{длн}$) нагрузочного трансформатора в нормальной схеме;

– для двух- и более трансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего

нагрузочного трансформатора ($S_{\text{персп}}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{\text{длн}}$) нагрузочного трансформатора с учетом отключения одного из взаиморезервируемых трансформаторов на подстанции.

2.2.1.1 ГУП РК «Крымэнерго»

Рассмотрены предложения ГУП РК «Крымэнерго» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 9 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 10 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 11 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 9 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА						Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА								Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г. ¹⁾	2022 г.	2018 г.	2018 г. ²⁾	2019 г.	2020 г.	2020 г. ³⁾	2021 г.	2022 г.	2022 г. ⁴⁾	
1	ПС 110 кВ Алушта	110/10	Т-1	ТРДН-25000/110 У1	110/10	25	2012	100	2,80	1,60	10,37	10,85	11,43	16,17	15,01	3,54	4,81	0,00	10,77	3,82	9,20	14,05	–
		110/10	Т-2	ТРДН-25000/110-76 У1	110/10	25	1977	100	12,71	12,63	6,14	7,51	7,51	8,01	0,00	7,25	18,79	12,27	10,55	15,71	11,04	11,99	–
2	ПС 110 кВ Артек	110/10	Т-1	ТДН-10000/110-70	110/10	10	1973	100	1,81	3,22	2,94	1,29	1,75	1,75	1,40	1,22	2,40	1,10	2,46	0,92	1,06	0,97	–
		110/10	Т-2	ТДН-10000/110 У1	110/10	10	1988	100	3,70	2,58	3,21	4,85	4,68	4,68	3,44	3,65	2,85	2,12	3,13	3,92	4,08	3,85	–
3	ПС 110 кВ Белогорск	110/35/10	Т-1	ТДТН-25000/110 У1	110/35/10	25	1992	100	19,92	23,69	18,24	15,95	17,13	15,98	9,48	11,21	15,57	12,77	12,91	11,05	7,32	9,33	–
		110/35/10	Т-2	ТДТН-16000/110-76 У1	110/35/10	16	1982	100	10,08	9,15	12,26	10,34	11,23	13,31	4,82	1,42	2,72	4,52	6,82	4,63	4,47	5,16	–
4	ПС 110 кВ Веселое	110/10	Т-1	ТДН-10000/110/10	110/10	10	1989	100	1,07	1,23	1,91	2,01	0,82	1,52	0,80	1,34	1,51	0,76	2,18	1,74	2,33	2,33	–
		110/10	Т-2	ТМН-2500/110/10	110/10	2,5	1985	100	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	–
5	ПС 110 кВ Восточная	110/35/10	Т-1	ТДТН-40000/110 У1	110/35/10	40	2021	100	28,43	0,00	18,50	0,00	22,76	21,69	8,35	7,89	14,13	10,04	13,19	7,01	18,73	10,38	–
		110/35/10	Т-2	ТДТН-40000/110 У1	110/35/10	40	2021	100	19,28	21,38	6,39	26,57	14,46	16,59	8,72	12,47	9,22	4,61	5,84	10,77	9,52	9,49	–
6	ПС 110 кВ Вторчермет	110/10	Т-1	ТМН-6300/110-80 У1	110/10	6,3	1988	100	2,70	3,21	2,88	3,21	1,26	2,14	2,26	2,21	2,96	2,65	1,78	1,59	4,28	4,51	–
		110/10	Т-2	ТДН-10000/110 У1	110/10	10	1990	100	1,49	3,06	2,32	2,08	1,69	3,36	1,53	1,39	1,75	1,62	2,29	2,21	0,00	0,00	–
7	ПС 110 кВ Гаспра	110/10	Т-1	ТДН-16000/110-70 У1	110/10	16	1985	100	13,97	6,01	7,43	8,68	7,95	6,36	6,32	8,83	12,13	3,94	6,03	5,59	5,01	5,89	–
		110/10	Т-2	ТДН-16000/110-70 У1	110/10	16	1985	100	0,00	6,01	3,20	5,28	7,49	8,01	5,64	5,31	0,00	3,49	5,85	5,74	4,49	5,14	–
8	ПС 110 кВ Гурзуф	110/10	Т-1	ТДН-10000/110 У1	110/10	10	1991	100	4,16	5,40	4,71	3,67	4,18	4,46	2,30	3,65	0,00	2,46	2,99	3,75	4,45	5,36	–
		110/10	Т-2	ТДН-10000/110	110/10	10	1970	100	2,08	1,57	2,75	3,78	2,62	2,34	2,46	2,21	6,39	1,73	4,28	2,97	1,80	1,97	–
9	ПС 110 кВ Дарсан	110/10	Т-1	ТДН-16000/110-70 У1	110/10	16	1987	100	6,39	6,45	6,61	8,48	8,82	8,59	7,51	7,60	7,84	6,37	7,71	6,77	12,87	7,86	–
		110/10	Т-2	ТДН-16000/110-70 У1	110/10	16	1987	100	10,41	6,90	7,95	5,85	8,51	8,74	7,28	9,29	7,61	5,46	7,79	8,10	0,00	6,48	–
10	ПС 110 кВ Дозорное	110/35/10	Т-1	ТДТН-10000/110	110/35/10	10	1970	100	3,23	5,46	6,57	3,67	4,72	8,13	4,90	5,00	5,34	3,64	8,46	6,89	4,95	5,20	–
		110/35/10	Т-2	ТДТН-16000/110-80 У1	110/35/10	16	1985	100	5,89	7,69	10,44	13,07	12,03	7,64	7,00	8,87	10,95	7,18	11,84	7,15	6,23	12,39	–
11	ПС 110 кВ Евпатория	110/6	Т-1	ТДН-10000/110 У1	110/6	10	1991	100	0,54	0,88	0,90	0,38	0,81	0,00	0,89	1,03	0,74	0,65	0,87	2,23	0,85	0,87	–
		110/35/10	Т-2	ТДТНГ-15000/110/35/10	110/35/10	15	1963	100	3,97	3,79	13,45	4,54	5,54	3,93	7,43	8,20	8,54	2,09	6,87	4,37	4,01	8,35	–
		110/10/10	Т-3	ТРДН-25000/110-79 У1	110/10/10	25	1983	100	17,87	17,61	0,00	21,72	14,73	17,56	19,60	19,50	19,00	14,05	22,90	17,86	13,79	20,68	–
12	ПС 110 кВ Завокзальная	110/10	Т-1	ТДН-16000/110-76 У1	110/10	16	1981	100	0,00	8,25	9,24	0,00	4,58	8,25	5,46	5,91	5,16	6,23	4,79	5,23	5,03	5,72	–
		110/10	Т-2	ТДН-16000-79 У1	110/10	16	1985	100	13,25	10,27	11,10	14,21	13,74	13,89	7,58	8,89	5,85	9,14	10,74	6,52	9,94	8,98	–
13	ПС 110 кВ Заря	110/10	Т-1	ТДН-16000/110 У1	110/10	16	2014	100	4,59	2,85	4,44	5,93	6,61	0,00	4,59	6,03	4,81	1,74	3,79	6,02	4,76	5,11	–
		110/10	Т-2	ТДН-16000/110 У1	110/10	16	2014	100	4,03	5,44	5,56	6,42	6,87	11,75	4,59	5,82	6,72	6,51	6,44	3,42	5,47	8,71	–
14	ПС 110 кВ Капсель	110/10	Т-1	ТМН-6300/110/10	110/10	6,3	1989	100	2,07	2,01	1,88	1,96	2,03	2,76	2,42	3,44	4,08	1,31	5,18	3,25	3,58	5,10	–
		110/10	Т-2	ТМН-6300/110/10	110/10	6,3	1989	100	3,40	2,15	2,26	2,57	2,44	1,01	1,06	5,23	3,20	1,72	4,19	2,37	1,77	0,96	–

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА						Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА								Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г. ¹⁾	2022 г.	2018 г.	2018 г. ²⁾	2019 г.	2020 г.	2020 г. ³⁾	2021 г.	2022 г.	2022 г. ⁴⁾	
15	ПС 110 кВ Кубанская	110/10	T-1	ТРДН-25000/110 У1	110/10	25	2013	100	8,49	13,26	14,74	19,20	16,31	18,31	3,78	4,26	5,76	7,35	5,47	10,50	6,32	7,35	–
		110/10	T-2	ТРДН-25000/110 У1	110/10	25	2013	100	2,69	5,70	10,08	11,02	15,11	13,11	3,23	1,10	1,67	7,60	5,61	3,00	6,98	9,99	–
16	ПС 110 кВ Лучистое	110/10	T-1	ТДН-10000/110-70 У1	110/10	10	1978	100	3,98	2,49	2,85	2,82	3,01	3,30	3,58	2,98	3,08	2,67	5,20	2,48	2,76	3,07	–
		110/10	T-2	ТМН-6300/110-71 У1	110/10	6,3	1979	100	1,22	1,15	0,82	1,26	1,36	1,06	2,42	4,41	1,40	1,06	3,04	1,22	1,20	1,87	–
17	ПС 110 кВ Малореченское	110/10	T-1	ТМН-6300/110-71 У1	110/10	6,3	1979	100	4,34	3,36	4,11	3,19	3,44	3,94	3,89	3,02	4,66	2,34	5,38	5,32	2,52	4,52	–
		110/10	T-2	ТМТ-6300/110	110/10	6,3	1965	100	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	–
18	ПС 110 кВ Марьино	110/10	T-1	ТДН-16000/110-66	110/10	16	1975	100	9,57	7,58	7,75	6,13	6,52	7,75	6,65	5,44	6,62	7,38	7,27	5,79	4,62	6,60	–
		110/10	T-2	ТДН-16000/110 У1	110/10	16	1987	100	8,41	7,26	7,96	9,63	10,36	7,54	5,46	5,52	4,48	6,84	5,86	5,07	3,84	7,20	–
19	ПС 110 кВ Массандра	110/10	T-1	ТДН-10000/110-70	110/10	10	1975	100	0,00	6,05	7,32	7,71	5,29	6,97	8,51	7,06	8,73	7,58	7,26	7,09	5,29	8,49	–
		110/10	T-2	ТДН-16000/110-79 У1	110/10	16	1984	100	13,01	8,59	9,14	9,89	13,50	9,00	6,39	7,45	6,69	4,56	8,69	5,88	9,14	10,71	–
20	ПС 110 кВ Мойнаки	110/35/10/6	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	110/35/10	16	1980	100	7,24	5,86	15,88	8,75	10,95	12,48	10,22	10,71	9,11	15,88	13,92	8,75	9,47	12,07	–
		110/35/10/6	T-2	ТДТН-16000/110/35/10	110/35/10	16	1980	100	15,14	11,62	9,90	12,85	10,87	13,19	7,87	13,01	13,43	9,90	11,94	12,85	10,75	10,34	–
21	ПС 110 кВ Морское	110/10	T-1	ТМГ-5600/110/10	110/10	5,6	1959	100	0,00	0,00	0,00	0,00	2,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,18	0,00	0,00	0,00	–
		110/10	T-2	ТМН-2500/110/10	110/10	2,5	1982	100	2,49	1,81	2,39	2,27	0,00	1,93	2,05	2,59	1,97	1,48	0,00	1,76	1,48	2,12	–
22	ПС 110 кВ Набережная	110/10	T-1	ТРДН-25000/110	110/10	25	1985	100	17,49	14,54	11,57	11,78	12,43	12,36	13,95	12,91	12,14	9,37	1,48	11,21	13,77	7,83	–
		110/10	T-2	ТРДН-25000/110	110/10	25	1981	100	13,51	12,63	13,86	8,96	12,54	13,99	7,47	7,09	12,18	5,45	13,77	4,46	12,63	5,60	–
23	ПС 110 кВ Нижегородская	110/35/10	T-1	ТДТН-25000/110/35/10	110/35/10	25	1979	100	14,75	14,09	19,28	11,85	23,6	18,34	16,63	13,08	11,57	8,64	12,08	8,64	10,13	11,54	–
		110/35/10	T-2	ТДТН-25000/110/35/10	110/35/10	25	1976	100	8,94	6,41	0,58	8,62		7,75	0,00	5,68	0,41	5,61	3,52	5,61	4,64	4,33	–
24	ПС 110 кВ НС-16	110/35/10/6	T-1	ТДТН-10000/110/35/10/6	110/35/6	10	1969	100	5,49	5,70	6,12	5,29	6,89	6,74	5,65	0,86	0,00	5,53	10,72	8,32	5,33	6,62	–
		110/35/10/6	T-2	ТДТН-16000/110-80 У	110/35/10	16	1984	100	0,65	1,75	0,43	5,45	1,43	1,46	0,74	0,02	8,17	1,02	0,00	0,00	0,68	1,09	–
25	ПС 110 кВ Перевальное	110/10	T-1	ТМ-6300/110	110/10	6,3	1966	100	3,23	5,49	6,01	2,19	2,52	1,00	1,68	1,87	1,71	2,34	2,24	2,44	1,59	1,33	–
		110/10	T-2	ТМ-6300/110	110/10	6,3	1968	100	2,64	2,48	3,19	2,81	2,20	2,38	2,36	1,56	3,43	1,82	2,71	1,66	1,91	1,61	–
26	ПС 110 кВ Родниковое	110/10	T-1	ТМТ-6300/110	110/10	6,3	1973	100	1,53	2,94	1,77	1,56	1,16	2,92	1,85	1,44	3,23	1,41	1,17	3,47	2,68	1,26	–
		110/10	T-2	ТМН-6300/110-80 У1	110/10	6,3	1986	100	2,14	2,42	0,76	0,50	5,60	2,57	1,97	3,14	4,45	2,99	3,38	4,08	3,65	6,34	–
27	ПС 110 кВ Саки	110/35/10	T-1	ТДТН-25000/110	110/35/10	25	1973	100	9,08	15,11	11,19	13,63	15,38	12,17	12,18	10,71	9,96	6,54	13,96	3,37	20,22	13,57	–
		110/35/10	T-2	ТДТН-25000/110	110/35/10	25	1969	100	16,80	13,23	18,76	6,86	11,73	15,10	17,96	13,01	19,67	10,21	20,16	12,73	14,38	21,08	–
28	ПС 110 кВ Соляная	110/35/6	T-1	ТДН-10000/110	110/6	10	1968	100	1,53	5,54	7,00	6,06	4,22	1,84	0,46	1,37	1,66	5,20	4,40	4,36	4,89	3,01	–
		110/35/6	T-2	ТМТ-6300/110/35/6	110/35/6	6,3	1969	100	5,49	0,00	0,00	0,00	0,00	4,61	2,02	0,51	2,97	0,00	0,00	0,00	0,00	2,19	–
29	ПС 110 кВ Старый Крым	110/35/10	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	110/35/10	16	1973	100	6,63	6,42	8,50	6,37	8,93	14,16	0,00	7,44	0,00	4,36	8,56	5,73	5,23	8,92	–
		110/35/10	T-2	ТДТН-16000/110/35/10	110/35/10	16	1966	100	7,77	6,60	8,25	0,00	6,78	4,32	10,57	4,86	11,07	5,87	5,38	5,45	5,00	3,58	–
30	ПС 110 кВ Стекло	110/35/6	T-1	ТРДН-25000/110-76 У1	110/6/6	25	1978	100	3,30	7,24	4,00	3,38	2,49	4,42	2,28	3,11	2,47	5,72	2,77	2,99	1,62	2,36	–
		110/35/6	T-2	ТДТН-10000/110	110/35/6	10	1966	100	4,40	0,00	4,87	3,41	7,92	4,92	4,32	3,57	4,00	0,00	2,18	2,62	3,11	3,15	–
31	ПС 110 кВ Судак	110/35/10	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	110/35/10	10	1975	100	4,82	6,32	5,73	7,13	7,27	6,49	6,27	7,36	7,70	4,68	8,77	5,61	2,86	6,10	–

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА						Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА								Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г. ¹⁾	2022 г.	2018 г.	2018 г. ²⁾	2019 г.	2020 г.	2020 г. ³⁾	2021 г.	2022 г.	2022 г. ⁴⁾	
		110/35/10	T-2	ТДТН-16000/110/35/10	110/35/10	16	1975	100	9,32	7,31	7,56	7,87	7,11	6,87	6,74	8,98	5,90	4,44	10,38	6,81	5,13	9,41	–
32	ПС 110 кВ Холодильник	110/10	T-1	ТМН-6300/110-80 У1	110/10	6,3	1983	100	2,44	2,27	5,74	1,58	3,41	3,77	1,52	2,94	0,00	2,27	3,11	3,35	2,39	3,47	–
33	ПС 110 кВ Митридат	110/10/6	T-1	ТДТН-25000/110-79 У1	110/10/6	25	1986	100	5,08	5,03	4,91	3,94	3,79	4,93	4,78	4,11	3,23	3,53	4,00	3,82	3,36	4,86	–
		110/10/6	T-2	ТДН-15000/110	110/10/6	15	1969	100	10,77	8,49	10,89	7,88	6,41	9,68	6,13	8,33	5,92	10,67	8,22	6,48	8,54	9,16	–
34	ПС 110 кВ Центральная	110/35/10	T-1	ТДТНГ-40500/110	110/35/10	40,5	1964	100	23,85	17,77	24,29	26,49	21,13	26,49	18,86	20,07	25,79	14,50	14,31	18,14	15,61	20,44	–
		110/35/10	T-2	ТДТНГ-40500/110	110/35/10	40,5	1968	100	22,95	23,20	24,08	21,56	21,83	22,40	19,67	20,87	16,41	16,13	19,93	12,33	17,88	17,83	–
35	ПС 110 кВ Шарха	110/10	T-1	ТДН-10000/110-70 У1	110/10	10	1982	100	2,98	1,45	3,58	2,93	3,45	3,22	4,25	3,44	4,66	2,60	4,06	2,07	3,74	4,18	–
		110/10	T-2	ТДН-10000/110-82 У1	110/10	10	1984	100	5,25	5,76	5,16	4,54	4,43	5,81	6,83	7,48	5,70	3,58	6,93	7,38	4,26	5,82	–
36	ПС 110 кВ Южная	110/35/10	T-1	ТДТН-16000/110 У1	110/35/10	16	1967	100	8,51	0,00	8,62	7,24	13,46	12,54	10,36	10,26	12,53	5,75	4,40	9,37	10,17	13,46	–
		110/35/10	T-2	ТРДН-25000/110	110/10/10	25	1975	100	11,31	16,24	8,62	10,49	13,36	15,76	4,46	4,51	4,66	4,09	5,98	6,58	8,02	6,58	–
37	ПС 110 кВ Ялта	110/10	T-1	ТРДН-25000/110-66	110/10/10	25	1975	100	12,25	12,19	12,96	13,04	13,60	14,32	9,90	9,81	10,34	6,83	10,38	9,99	10,64	14,80	–
		110/10	T-2	ТРДН-25000/110 У1	110/10/10	25	2014	100	11,89	10,63	13,94	14,36	14,83	12,83	13,59	10,22	12,91	7,73	11,88	12,84	12,00	11,24	–
38	ПС 110 кВ Коктебель	110/35/6	T-1	ТДТН-10000/110/35/6-76 У1	110/35/6	10	1983	100	4,63	5,33	3,56	5,08	5,44	3,55	5,51	3,94	6,68	2,80	6,48	2,80	4,74	7,99	–

Примечания

- 1 ¹⁾ Приведены фактические загрузки нагрузочных трансформаторов в день внеочередного контрольного замера 16.02.2022.
2 ²⁾ Приведены фактические загрузки нагрузочных трансформаторов в день внеочередного контрольного замера 09.08.2018.
3 ³⁾ Приведены фактические загрузки нагрузочных трансформаторов в день внеочередного контрольного замера 12.08.2020.
4 ⁴⁾ Приведены фактические загрузки нагрузочных трансформаторов в день внеочередного контрольного замера 04.08.2022.

Таблица 10 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Алушта	T-1	ТРДН-25000/110 У1	2012	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
2		T-2	ТРДН-25000/110-76 У1	1977	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Артек	T-1	ТДН-10000/110-70	1973	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
4		T-2	ТДН-10000/110 У1	1988	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ Белогорск	T-1	ТДТН-25000/110 У1	1992	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
6		T-2	ТДТН-16000/110-76 У1	1982	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
7	ПС 110 кВ Веселое	T-1	ТДН-10000/110/10	1989	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
8		T-2	ТМН-2500/110/10	1985	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
9	ПС 110 кВ Восточная	T-1	ТДТН-40000/110 У1	2021	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
10		T-2	ТДТН-40000/110 У1	2021	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
11	ПС 110 кВ Вторчермет	T-1	ТМН-6300/110-80 У1	1988	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
12		T-2	ТДН-10000/110 У1	1990	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
13	ПС 110 кВ Гаспра	T-1	ТДН-16000/110-70 У1	1985	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
14		T-2	ТДН-16000/110-70 У1	1985	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
15	ПС 110 кВ Гурзуф	T-1	ТДН-10000/110 У1	1991	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
16		T-2	ТДН-10000/110	1970	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
17	ПС 110 кВ Дарсан	T-1	ТДН-16000/110-70 У1	1987	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
18		T-2	ТДН-16000/110-70 У1	1987	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
19	ПС 110 кВ Дозорное	Т-1	ТДТН-10000/110	1970	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
20		Т-2	ТДТН-16000/110-80 У1	1985	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
21	ПС 110 кВ Евпатория	Т-1	ТДН-10000/110 У1	1991	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
22		Т-2	ТДТНГ-15000/110/35/10	1963	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
23		Т-3	ТРДН-25000/110-79 У1	1983	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
24	ПС 110 кВ Завокзальная	Т-1	ТДН-16000/110-76 У1	1981	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
25		Т-2	ТДН-16000-79 У1	1985	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
26	ПС 110 кВ Заря	Т-1	ТДН-16000/110 У1	2014	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
27		Т-2	ТДН-16000/110 У1	2014	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
28	ПС 110 кВ Капсель	Т-1	ТМН-6300/110/10	1989	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
29		Т-2	ТМН-6300/110/10	1989	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
30	ПС 110 кВ Кубанская	Т-1	ТРДН-25000/110 У1	2013	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
31		Т-2	ТРДН-25000/110 У1	2013	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
32	ПС 110 кВ Лучистое	Т-1	ТДН-10000/110-70 У1	1978	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
33		Т-2	ТМН-6300/110-71 У1	1979	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
34	ПС 110 кВ Малореченское	Т-1	ТМН-6300/110-71 У1	1979	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
35		Т-2	ТМТ-6300/110	1965	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
36	ПС 110 кВ Марьино	Т-1	ТДН-16000/110-66	1975	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
37		Т-2	ТДН-16000/110 У1	1987	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
38	ПС 110 кВ Массандра	Т-1	ТДН-10000/110-70	1975	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
39		Т-2	ТДН-16000/110-79 У1	1984	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
40	ПС 110 кВ Мойнаки	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	1980	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
41		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	1980	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
42	ПС 110 кВ Морское	Т-1	ТМГ-5600/110/10	1959	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
43		Т-2	ТМН-2500/110/10	1982	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
44	ПС 110 кВ Набережная	Т-1	ТРДН-25000/110	1985	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
45		Т-2	ТРДН-25000/110	1981	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
46	ПС 110 кВ Нижегородская	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	1979	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
47		Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	1976	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
48	ПС 110 кВ НС-16	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10/6	1969	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
49		Т-2	ТДТН-16000/110-80 У	1984	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
50	ПС 110 кВ Перевальное	Т-1	ТМ-6300/110	1966	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
51		Т-2	ТМ-6300/110	1968	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
52	ПС 110 кВ Родниковое	Т-1	ТМТ-6300/110	1973	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
53		Т-2	ТМН-6300/110-80 У1	1986	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
54	ПС 110 кВ Саки	Т-1	ТДТН-25000/110	1973	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
55		Т-2	ТДТН-25000/110	1969	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
56	ПС 110 кВ Соляная	Т-1	ТДН-10000/110	1968	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
57		Т-2	ТМТ-6300/110/35/6	1969	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
58	ПС 110 кВ Старый Крым	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	1973	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
59		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	1966	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
60	ПС 110 кВ Стекло	Т-1	ТРДН-25000/110-76 У1	1978	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
61		Т-2	ТДТН-10000/110	1966	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
62	ПС 110 кВ Судак	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	1975	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
63		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	1975	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
64	ПС 110 кВ Холодильник	Т-1	ТМН-6300/110-80 У1	1983	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
65	ПС 110 кВ Митридат	Т-1	ТДТН-25000/110-79 У1	1986	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
66		Т-2	ТДН-15000/110	1969	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
67	ПС 110 кВ Центральная	Т-1	ТДТНГ-40500/110	1964	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
68		Т-2	ТДТНГ-40500/110	1968	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
69	ПС 110 кВ Шарха	Т-1	ТДН-10000/110-70 У1	1982	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
70		Т-2	ТДН-10000/110-82 У1	1984	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
71	ПС 110 кВ Южная	Т-1	ТДТН-16000/110 У1	1967	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
72		Т-2	ТРДН-25000/110	1975	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
73	ПС 110 кВ Ялта	Т-1	ТРДН-25000/110-66	1975	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
74		Т-2	ТРДН-25000/110 У1	2014	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
75	ПС 110 кВ Коктебель	Т-1	ТДТН-10000/110/35/6-76 У1	1983	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 11 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Дата	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Алушта	04.08.2022	26,04	ПС Алушта	ООО «СОЮЗ-АЛУШТА»	515/012-1235-16	01.07.2016	2024	6,481	0,000	10,000	2,592	34,33	34,33	34,33	34,33	34,33	34,33
				ПС Алушта	ООО СЗ «Вест-Акцент-строй»	515/012-864-16	15.06.2016	2024	0,691	0,000	0,400	0,276						
				ПС Алушта	ООО «СЗ «ЯРД»	460/012-1224-21	28.04.2021	2024	0,905	0,025	0,400	0,181						
				ПС Алушта	ООО «СЗ»Союз-Алушта-2»	460/012-4217-22	18.11.2022	2024	1,945	0,000	10,000	0,778						
				ПС Алушта	ООО «СЗ»Союз-Алушта-2»	460/012-4218-22	18.11.2022	2024	2,885	0,000	10,000	1,154						
				ПС Алушта	ООО «ПАРК-ОТЕЛЬ «ПОРТО МАРЕ 21»	460/012-4322-21	30.12.2021	2024	0,800	0,000	10,000	0,320						
				ПС Алушта	ООО «ПАРК-ОТЕЛЬ «ПОРТО МАРЕ 21»	460/012-4323-21	30.12.2021	2024	0,800	0,000	10,000	0,320						
				ПС Алушта	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	16,986	0,000	0,400	1,699						
				ПС Алушта	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	4,165	0,000	10,000	0,417						
2	ПС 110 кВ Артек	16.02.2022	6,43	ПС Артек	ФГБОУ международный детский центр «Артек»	443/015-297-18	21.03.2018	2024	4,802	11,523	10,000	0,960	8,67	8,67	8,67	8,67	8,67	8,67
				ПС Артек	ФГБОУ международный детский центр «Артек»	443/015-1960-18	19.12.2018	2024	0,955	0,000	10,000	0,191						
				ПС Артек	ООО «СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК «АЛЬМАГОР»	460/015-3917-21	13.12.2021	2024	1,728	0,000	10,000	0,691						
				ПС Артек	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	2,102	0,000	0,400	0,210						
				ПС Артек	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,336	0,000	10,000	0,034						
3	ПС 110 кВ Белогорск	18.12.2019	32,84	ПС Белогорск	ООО «ТК Белогорский»	1303/002-30-17	08.11.2017	2024	21,900	8,100	10,000	19,710	58,43	58,43	60,11	60,11	60,11	60,11
				ПС Белогорск	ООО «Специализированный застройщик «Горки Парк»	460/005-2845-22	26.08.2022	2026	3,110	0,000	35,000	1,555						
				ПС Белогорск	ООО «Усадьба Белогорье»	460/007-1553-21	06.07.2021	2024	1,000	0,000	10,000	0,900						
				ПС Белогорск	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	8,108	0,000	0,400	0,811						
				ПС Белогорск	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	1,717	0,000	10,000	0,172						
				ПС Долиновка	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	3,265	0,000	0,400	0,326						
				ПС Долиновка	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,650	0,000	10,000	0,065						
				ПС Зуя	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	7,266	0,000	0,400	0,727						
				ПС Зуя	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	2,068	0,000	10,000	0,207						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Дата	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
				ПС Крымская Роза	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	2,960	0,000	0,400	0,296						
				ПС Крымская Роза	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	3,029	0,000	10,000	0,303						
				ПС Межгорье	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	2,711	0,000	0,400	0,271						
				ПС Межгорье	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,030	0,000	10,000	0,003						
				ПС Петрово	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,060	0,000	0,400	0,006						
4	ПС 110 кВ Веселое	04.08.2022	2,33	ПС Веселое	АО «Завод шампанских вин «Новый Свет»	460/022- 2323-21	03.08.2021	2024	1,005	0,495	10,000	0,503	3,03	3,03	3,03	3,03	3,03	3,03
				ПС Веселое	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	1,166	0,000	0,400	0,117						
				ПС Веселое	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,320	0,000	10,000	0,032						
5	ПС 110 кВ Восточная	19.12.2018	47,71	ПС Восточная	ООО «СЗ Горки Парк»	460/005- 79-21	21.01.2021	2024	4,850	0,000	35,000	1,940	56,06	56,06	57,73	57,73	57,73	57,73
				ПС Восточная	ООО «Крымский газобетонный завод»	460/004- 877-22	28.03.2022	2024	0,900	0,800	10,000	0,630						
				ПС Восточная	ООО «СЗ Горки Парк»	460/005- 2845-22	26.08.2022	2026	3,110	0,000	35,000	1,555						
				ПС Восточная	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	7,104	0,000	0,400	0,710						
				ПС Восточная	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	2,630	0,000	10,000	0,263						
				ПС Донское	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	2,706	0,000	0,400	0,271						
				ПС Донское	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,913	0,000	10,000	0,091						
				ПС Трудовое	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	25,571	0,000	0,400	2,557						
				ПС Трудовое	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	2,845	0,000	10,000	0,284						
				ПС Урожайное	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	10,263	0,000	0,400	1,026						
				ПС Урожайное	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,490	0,000	10,000	0,049						
6	ПС 110 кВ Вторчермет	18.12.2019	6,27	ПС Вторчермет	ООО «Керчь девелопмент»	443/027- 2081-18	10.12.2018	2024	1,420	0,000	0,400	0,284	6,67	6,67	6,67	6,67	6,67	6,67
				ПС Вторчермет	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,937	0,000	0,400	0,094						
7	ПС 110 кВ Гаспра	16.02.2022	15,44	ПС Гаспра	Акционерное общество Санаторий Ливадия	460/015- 3362-22	04.10.2022	2024	4,000	0,000	10,000	0,800	18,16	18,16	18,16	18,16	18,16	18,16
				ПС Гаспра	ООО «Солидарность»	460/015- 1109-22	19.04.2022	2024	1,370	0,000	10,000	0,274						
				ПС Гаспра	Федеральное бюджетное лечебно- профилактическое учреждение «Санаторий «Днепр» Федеральная налоговая служба	460/015- 407-21	11.03.2021	2024	0,759	1,080	0,400	0,152						
				ПС Гаспра	Акционерное общество «Санаторий «Золотой Пляж»	460/015- 343-23	13.02.2023	2024	0,800	0,000	10,000	0,160						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Дата	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
				ПС Гаспра	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	9,622	0,000	0,400	0,962						
				ПС Гаспра	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	1,916	0,000	10,000	0,192						
8	ПС 110 кВ Гурзуф	15.12.2021	7,45	ПС Гурзуф	ООО «Дельфин-2001»	460/015-3681-21	24.11.2021	2024	0,681	0,000	10,000	0,272	10,46	10,46	10,46	10,46	10,46	10,46
				ПС Гурзуф	ООО «Дельфин-2001»	460/015-2845-21	29.09.2021	2024	0,924	0,000	10,000	0,370						
				ПС Гурзуф	ООО «СПЕЦИАЛИЗИРО- ВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК «АЛЬМАГОР»	460/015-3917-21	13.12.2021	2024	1,728	0,000	10,000	0,691						
				ПС Гурзуф	ООО «Дельфин-2001»	460/015-3680-21	24.11.2021	2024	1,283	0,620	10,000	0,513						
				ПС Гурзуф	ИП Батурина Алина Сергеевна	460/015-3328-20	22.12.2020	2024	0,710	0,000	10,000	0,142						
				ПС Гурзуф	ООО «Динамика»	460/015-911-19	22.07.2019	2024	0,800	0,000	10,000	0,320						
				ПС Гурзуф	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	3,313	0,000	0,400	0,331						
				ПС Гурзуф	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	1,613	0,000	10,000	0,161						
9	ПС 110 кВ Дарсан	16.02.2022	17,33	ПС Дарсан	ООО «УКИП»	460/015-3165-22	27.09.2022	2024	3,963	0,560	10,000	1,585	23,63	23,63	23,63	23,63	23,63	23,63
				ПС Дарсан	ООО «СЗ Роялта»	460/015-3396-21	03.12.2021	2024	3,000	0,000	10,000	1,200						
				ПС Дарсан	ООО «ЯВ ВЕСТА- СЕРВИС»	460/015-3901-21	28.12.2021	2024	1,823	0,000	10,000	0,911						
				ПС Дарсан	ООО Научно- производственная фирма «Институт здоровья»	460/015-3339-22	30.09.2022	2024	0,900	0,000	10,000	0,360						
				ПС Дарсан	ООО «Специализированный застройщик «КОНГРЕСС-ЦЕНТР»	460/015-532-23	13.03.2023	2024	1,700	0,000	10,000	0,850						
				ПС Дарсан	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	7,644	0,000	0,400	0,764						
				ПС Дарсан	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	1,885	0,000	10,000	0,189						
10	ПС 110 кВ Дозорное	12.08.2020	20,30	ПС 35 кВ Тарханкут	ГКУ «Инвестстрой Республики Крым»	460/035-1742-22	01.07.2022	2024	1,028	0,000	0,400	0,720	25,80	25,80	25,80	25,80	25,80	25,80
				ПС Дозорное	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,119	0,000	0,400	0,012						
				ПС Вольное	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,150	0,000	0,400	0,015						
				ПС Вольное	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,500	0,000	10,000	0,050						
				ПС 35 кВ Глебовка	ООО «КРЫМГАЗПРОМ»	460/035-2458-21	13.08.2021	2024	0,887	0,015	10,000	0,798						
				ПС 35 кВ Глебовка	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,053	0,000	0,400	0,005						
				ПС Красносельское	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	12,104	0,000	0,400	1,210						
				ПС Красносельское	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	1,469	0,000	10,000	0,147						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Дата	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
				ПС Медведево	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	2,140	0,000	0,400	0,214						
				ПС Медведево	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,299	0,000	10,000	0,030						
				ПС Новоульяновка	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	5,186	0,000	0,400	0,519						
				ПС Новоульяновка	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,320	0,000	10,000	0,032						
				ПС Тарханкут	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	3,811	0,000	0,400	0,381						
				ПС Тарханкут	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,700	0,000	10,000	0,070						
				ПС Черноморское	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	8,779	0,000	0,400	0,878						
				ПС Черноморское	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,929	0,000	10,000	0,093						
11	ПС 110 кВ Евпатория	12.08.2020	30,64	ПС Евпатория	ГКУ «ИНВЕСТСТРОЙ РЕСПУБЛИКИ КРЫМ»	460/031- 4293-22	26.12.2022	2024	1,043	1,909	6,000	0,730	34,12	34,12	34,12	34,12	34,12	34,12
				ПС Евпатория	ООО «Специализированный застройщик Консоль- Строй ЛТД»	460/031- 1451-22	11.05.2022	2024	0,700	0,000	10,000	0,280						
				ПС Евпатория	ООО «Специализированный застройщик «Квартал 5,8»	460/031- 1968-22	15.06.2022	2024	1,867	0,933	10,000	1,307						
				ПС Евпатория	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	7,000	0,000	0,400	0,700						
				ПС Евпатория	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	2,233	0,000	10,000	0,223						
12	ПС 110 кВ Завокзальная	21.12.2022	22,14	ПС Завокзальная	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	2,898	0,000	0,400	0,290	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76
				ПС Завокзальная	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	2,899	0,000	10,000	0,290						
13	ПС 110 кВ Заря	04.08.2022	13,82	ПС Заря	ООО «Горизонт-Сервис»	460/015- 4297-22	09.12.2022	2024	2,500	0,000	10,000	1,000	20,50	21,03	21,03	21,03	21,03	21,03
				ПС Заря	ООО «Гарант-СВ»	460/015- 1732-19	06.09.2019	2024	1,800	0,000	10,000	0,360						
				ПС Заря	ООО «СЗ «Смарт Ялта»	460/015- 417-22	14.02.2022	2024	0,700	0,000	10,000	0,140						
				ПС Заря	Общество с ограниченной ответственностью «Эколого-туристический центр в Парковом»	460/015- 22-23	24.01.2023	2025	2,500	0,000	10,000	0,500						
				ПС Заря	Общество с ограниченной ответственностью «Эколого-туристический центр в Парковом»	460/015- 210-22	07.02.2022	2024	1,642	0,000	10,000	0,657						
				ПС Заря	ООО «Горизонт-сервис»	460/015- 2336-21	04.08.2021	2024	1,000	0,000	10,000	0,400						
				ПС Заря	АО «КАЛАМИТСКОЕ»	460/015- 4309-21	11.01.2022	2024	0,900	0,000	0,400	0,180						
				ПС Заря	ГКУ «ИНВЕСТСТРОЙ РЕСПУБЛИКИ КРЫМ»	460/015- 1321-21	14.07.2021	2024	0,763	0,000	0,400	0,534						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Дата	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
				ПС Заря	ГКУ «ИНВЕСТСТРОЙ РЕСПУБЛИКИ КРЫМ»	460/015-4184-21	27.12.2021	2024	0,681	0,000	0,400	0,477						
				ПС Заря	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	18,296	0,000	0,400	1,830						
				ПС Заря	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	6,702	0,000	10,000	0,670						
14	ПС 110 кВ Капсель	12.08.2020	9,37	ПС Капсель	ООО «СЗ «Форум-Чайка»	460/022-4168-21	24.02.2022	2024	3,384	0,141	10,000	0,677	11,08	11,08	11,08	11,08	11,08	11,08
				ПС Капсель	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	9,243	0,000	0,400	0,924						
15	ПС 110 кВ Коктебель	04.08.2022	7,99	ПС 35 кВ Подъем	ГКУ «Инвестстрой Республики Крым»	460/022-4146-22	26.12.2022	2024	0,745	0,630	6,000	0,522	9,34	9,34	9,34	9,34	9,34	9,34
				ПС Коктебель	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	1,606	0,000	0,400	0,161						
				ПС Планерская	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	3,729	0,000	0,400	0,373						
				ПС Планерская	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,174	0,000	10,000	0,017						
				ПС Щебетовка	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	1,553	0,000	0,400	0,155						
				ПС Щебетовка	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,400	0,000	10,000	0,040						
16	ПС 110 кВ Кубанская	21.12.2022	31,42	ПС Кубанская	Федеральное государственное казенное учреждение «Пограничное управление Федеральной службы безопасности Российской Федерации по Республике Крым	443/004-603-18	20.09.2018	2024	0,845	0,244	0,400	0,169	33,53	33,53	33,53	33,53	33,53	33,53
				ПС Кубанская	ООО «Крымский газобетонный завод»	460/004-877-22	28.03.2022	2024	0,900	0,800	10,000	0,630						
				ПС Кубанская	ООО «ИНДУСТРИЯ РАЗВИТИЯ»	460/004-4005-22	20.12.2022	2024	0,670	0,130	10,000	0,335						
				ПС Кубанская	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	6,088	0,000	0,400	0,609						
				ПС Кубанская	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	2,275	0,000	10,000	0,228						
17	ПС 110 кВ Лучистое	12.08.2020	8,24	ПС Лучистое	ООО «ПАРК-ОТЕЛЬ «ПОРТО МАРЕ 21»	460/012-4322-21	30.12.2021	2024	0,800	0,000	10,000	0,320	12,52	12,72	12,72	12,72	12,72	12,72
				ПС Лучистое	ООО «ПАРК-ОТЕЛЬ «ПОРТО МАРЕ 21»	460/012-4323-21	30.12.2021	2024	0,800	0,000	10,000	0,320						
				ПС Лучистое	ООО «Специализированный застройщик «Лучистое»	460/012-1282-19	01.07.2019	2024	1,023	0,000	10,000	0,409						
				ПС Лучистое	ООО «Специализированный застройщик «Лучистое»	460/012-1282-19	01.07.2019	2025	0,465	1,023	10,000	0,186						
				ПС Лучистое	Региональное потребительское общество «Крым»	460/012-462-21	26.02.2021	2024	2,000	0,000	10,000	0,800						
				ПС Лучистое	Физ. лицо	460/012-3960-22	17.11.2022	2024	0,895	0,000	10,000	0,358						
				ПС Лучистое	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	13,449	0,000	0,400	1,345						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Дата	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
				ПС Лучистое	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	4,394	0,000	10,000	0,439						
18	ПС 110 кВ Малоре- ченское	12.08.2020	5,38	ПС Малореченское	Шаймиев Радик Минтимерович	460/012- 2760-21	09.09.2021	2024	0,670	0,000	0,400	0,134	6,28	6,28	6,28	6,28	6,28	6,28
				ПС Малореченское	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	6,583	0,000	0,400	0,658						
				ПС Малореченское	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,590	0,000	10,000	0,059						
19	ПС 110 кВ Марьино	19.12.2018	17,98	ПС Марьино	ФГАОУ ВО «Крымский федеральный университет им. В.И. Вернадского»	460/004- 1352-22	12.07.2022	2024	1,110	0,000	0,400	0,222	18,70	18,70	18,70	18,70	18,70	18,70
				ПС Марьино	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	3,932	0,000	0,400	0,393						
				ПС Марьино	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,590	0,000	10,000	0,059						
20	ПС 110 кВ Массандра	04.08.2022	19,20	ПС Массандра	ООО «Дельфин-2001»	460/015- 3681-21	24.11.2021	2024	0,681	0,000	10,000	0,272	22,79	22,79	22,79	22,79	22,79	22,79
				ПС Массандра	ООО «Дельфин-2001»	460/015- 2845-21	29.09.2021	2024	0,924	0,000	10,000	0,370						
				ПС Массандра	ООО «Дельфин-2001»	460/015- 3680-21	24.11.2021	2024	1,283	0,620	10,000	0,513						
				ПС Массандра	ООО «ФОРВАРД ГРУПП»	460/015- 2527-21	17.08.2021	2024	1,170	0,000	10,000	0,468						
				ПС Массандра	ООО «СЗ «ГРАНДЕКС»	460/015- 2965-22	07.09.2022	2024	0,900	0,000	10,000	0,360						
				ПС Массандра	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	9,374	0,000	0,400	0,937						
				ПС Массандра	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	4,302	0,000	10,000	0,430						
21	ПС 110 кВ Мойнаки	12.08.2020	25,86	ПС Мойнаки	ООО «КАЕЦ»	460/031- 305-21	10.02.2021	2024	1,730	0,000	0,400	0,692	35,32	38,41	45,24	45,74	45,74	45,74
				ПС Мойнаки	ГКУ «ИНВЕСТСТРОЙ РЕСПУБЛИКИ КРЫМ»	460/031- 4293-22	26.12.2022	2024	1,043	1,909	6,000	0,730						
				ПС Мойнаки	Физ. лицо	460/031- 2579-22	09.08.2022	2024	0,900	0,000	0,400	0,360						
				ПС Мойнаки	ООО «СЗ «СДК»	460/031- 2310-22	08.07.2022	2026	10,633	0,000	10,000	4,253						
				ПС Мойнаки	ООО «Ривьера»	443/031- 369-18	26.03.2018	2024	1,270	0,000	10,000	0,508						
				ПС Мойнаки	ООО «Ривьера»	443/031- 369-18	26.03.2018	2025	0,680	1,270	10,000	0,272						
				ПС Мойнаки	ООО «Ривьера»	443/031- 369-18	26.03.2018	2026	1,180	1,950	10,000	0,472						
				ПС Мойнаки	ООО «Ривьера»	443/031- 369-18	26.03.2018	2027	1,180	3,130	10,000	0,472						
				ПС Мойнаки	ООО «Про-Сервис»	460/031- 3078-21	07.10.2021	2024	2,000	0,000	10,000	0,400						
				ПС Мойнаки	ООО Специализированный застройщик «Кречет»	406/031- 226-20	24.03.2020	2024	1,884	0,000	10,000	0,753						
ПС Мойнаки	ООО «Берекет»	460/031- 3367-21	17.03.2022	2024	1,650	0,000	10,000	0,660										

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Дата	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
				ПС Мойнаки	ООО Специализированный застройщик «Соцпромстрой – Дрим»	460/031- 2297-21	30.07.2021	2024	0,885	0,015	10,000	0,354						
				ПС Мойнаки	ООО «Строительная компания Консоль- Строй ЛТД»	460/031- 1451-22	11.05.2022	2024	0,700	0,000	10,000	0,280						
				ПС Мойнаки	ООО «СЗ «Славянский дом»	460/031- 635-23	31.03.2023	2024	2,681	0,000	10,000	1,072						
				ПС Мойнаки	ООО «СЗ «Славянский дом»	460/031- 635-23	31.03.2023	2026	4,023	2,681	10,000	1,609						
				ПС 35 кВ Уютное	ООО «Стандарт Девелоппмент»	460/034- 2993-22	05.09.2022	2024	1,000	0,000	10,000	0,900						
				ПС Мойнаки	ООО «Плаг энд Плей Инжиниринг»	460/034- 637-23	15.03.2023	2025	3,714	0,000	35,000	2,600						
				ПС Мойнаки	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	7,852	0,000	0,400	0,785						
				ПС Мойнаки	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	3,356	0,000	10,000	0,336						
				ПС Маяк	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	4,245	0,000	0,400	0,424						
				ПС Маяк	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,250	0,000	10,000	0,025						
				ПС Очистные Сооружения	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	1,181	0,000	0,400	0,118						
				ПС Очистные Сооружения	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	2,000	0,000	0,400	0,200						
				ПС Элеватор	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	1,851	0,000	0,400	0,185						
				ПС Элеватор	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,450	0,000	10,000	0,045						
22	ПС 110 кВ Морское	09.08.2018	2,59	Морское	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	1,405	0,000	0,400	0,140	2,79	2,79	2,79	2,79	2,79	2,79
				Морское	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,500	0,000	10,000	0,050						
23	ПС 110 кВ Набережная	19.12.2018	31,00	ПС Набережная	Федеральное государственное казенное учреждение «Пограничное управление Федеральной службы безопасности Российской Федерации по Республике Крым»	443/004- 603-18	20.09.2018	2024	0,845	0,244	0,400	0,169	33,29	33,29	33,29	33,29	33,29	33,29
				ПС Набережная	ООО «ГАРАНТ-ГВ»	460/004- 2018-22	06.07.2022	2024	0,800	0,000	10,000	0,320						
				ПС Набережная	ООО «СЗ «Омега Салгир»	460/004- 1622-22	18.07.2022	2024	0,900	0,300	10,000	0,360						
				ПС Набережная	ООО «ПРОФЕССИОНАЛ- СТРОЙ»	460/004- 827-22	28.03.2022	2024	1,499	0,666	10,000	0,600						
				ПС Набережная	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	5,192	0,000	0,400	0,519						
				ПС Набережная	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	1,665		10,000	0,167						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Дата	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
24	ПС 110 кВ Нижегородская	21.12.2022	26,10	ПС Нижегородская	ГКУ РК «Инвестиционно-строительное управление Республики Крым»	460/024-3537-21	29.11.2021	2024	2,351	0,000	10,000	0,940	27,75	27,75	27,75	27,75	27,75	27,75
				ПС Нижегородская	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	2,524	0,000	0,400	0,252						
				ПС Нижегородская	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,159	0,000	10,000	0,016						
				ПС Акимовка	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,509	0,000	0,400	0,051						
				ПС Весна	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,936	0,000	0,400	0,094						
				ПС Весна	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,149	0,000	10,000	0,015						
				ПС Заречье	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,658	0,000	0,400	0,066						
				ПС Зоркино	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,083	0,000	0,400	0,008						
				ПС Изобильное	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,190	0,000	0,400	0,019						
				ПС Любимовка	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,185	0,000	0,400	0,019						
				ПС Михайловка	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,088	0,000	0,400	0,009						
				ПС Мускатное	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,066	0,000	0,400	0,007						
				ПС Ново-Григорьевка	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,215	0,000	0,400	0,022						
				ПС Охотское	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,110	0,000	0,400	0,011						
				ПС Чкалово	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,182	0,000	0,400	0,018						
25	ПС 110 кВ НС-16	15.12.2021	10,74	ПС НС-16	ГКУ «ИНВЕСТСТРОЙ РЕСПУБЛИКИ КРЫМ»	460/023-1654-21	04.08.2021	2024	2,539	0,000	10,000	1,778	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91
				ПС НС-16	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,622	0,000	0,400	0,062						
				ПС Кировская	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	1,685	0,000	0,400	0,168						
				ПС Красносельская	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,055	0,000	0,400	0,006						
				ПС Красносельская	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,050	0,000	10,000	0,005						
26	ПС 110 кВ Перевальное	16.12.2020	9,20	ПС Перевальное	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	7,772	0,000	0,400	0,777	10,20	10,20	10,20	10,20	10,20	10,20
				ПС Перевальное	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	1,625	0,000	10,000	0,163						
27	ПС 110 кВ Родниковое	19.06.2019	7,68	ПС Родниковое	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	2,368	0,000	0,400	0,237	7,97	7,97	7,97	7,97	7,97	7,97
				ПС Родниковое	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,400	0,000	10,000	0,040						
28	ПС 110 кВ Саки	04.08.2022	34,65	ПС Саки	Физ. лицо	460/034-2858-21	11.11.2021	2024	0,790	0,000	0,400	0,316	42,41	42,84	42,84	42,84	42,84	42,84
				ПС Саки	ООО «Виктория» (культурно-развлекательный комплекс)	443/034-286-18	29.03.2018	2024	3,000	0,000	35,000	1,200						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Дата	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
				ПС 35 кВ Суворовская	ООО «Табачная компания «ПЭППЭЛЛ»	460/034- 1208-22	18.04.2022	2024	1,500	0,600	10,000	0,750						
				ПС 35 кВ Совхозная	ООО «Троица»	460/034- 171-23	15.02.2023	2025	2,000	0,000	10,000	0,400						
				ПС 35 кВ Новофедоровка	ООО Специализированный застройщик «Авангардъ»	460/034- 2665-22	04.08.2022	2024	0,900	0,000	10,000	0,360						
				ПС Саки	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	4,728	0,000	0,400	0,473						
				ПС Саки	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	1,160	0,000	10,000	0,116						
				ПС Ивановская	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,281	0,000	0,400	0,028						
				ПС Колос	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	1,021	0,000	0,400	0,102						
				ПС Колос	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,600	0,000	10,000	0,060						
				ПС Николаевка	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	5,201	0,000	0,400	0,520						
				ПС Николаевка	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	1,235	0,000	10,000	0,124						
				ПС Новофедоровка	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	4,572	0,000	0,400	0,457						
				ПС Новофедоровка	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	1,166	0,000	10,000	0,117						
				ПС Ореховская	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	2,855	0,000	0,400	0,285						
				ПС Ореховская	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,100	0,000	10,000	0,010						
				ПС Совхозная	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	3,116	0,000	0,400	0,312						
				ПС Совхозная	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,400	0,000	10,000	0,040						
				ПС Сольпром	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,070	0,000	0,400	0,007						
				ПС Суворовская	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	4,970	0,000	0,400	0,497						
				ПС Фрунзенская	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,645	0,000	0,400	0,065						
				ПС Фрунзенская	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,890	0,000	10,000	0,089						
29	ПС 110 кВ Соляная	19.12.2018	7,02	ПС Соляная	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	1,596	0,000	0,400	0,160	7,30	7,30	7,30	7,30	7,30	7,30
				ПС Соляная	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	1,010	0,000	10,000	0,101						
30	ПС 110 кВ Старый Крым	21.12.2022	18,48	ПС Старый Крым	ООО «Специализированный застройщик «Девелоперская компания «Столичная коммерческая группа»	460/021- 510-22	18.02.2022	2024	1,426	0,000	35,000	0,285	19,99	19,99	19,99	19,99	19,99	19,99
				ПС Старый Крым	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	3,096	0,000	0,400	0,310						
				ПС Старый Крым	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	2,467	0,000	10,000	0,247						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Дата	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
				ПС Золотое поле	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,615	0,000	0,400	0,061						
				ПС НС-18	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,522	0,000	0,400	0,052						
				ПС Планерская	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	3,729	0,000	0,400	0,373						
				ПС Планерская	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,174	0,000	10,000	0,017						
				ПС Родина	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,516	0,000	0,400	0,052						
				ПС Родина	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,229	0,000	10,000	0,023						
31	ПС 110 кВ Стекло	16.02.2022	10,41	ПС Стекло	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	4,879	0,000	0,400	0,488	10,93	10,93	10,93	10,93	10,93	10,93
				ПС Стекло	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,010	0,000	10,000	0,001						
32	ПС 110 кВ Судак	12.08.2020	19,15	ПС Судак	АО «Завод шампанских вин «Новый Свет»	460/022- 2323-21	03.08.2021	2024	1,005	0,495	10,000	0,503	21,08	21,25	21,25	21,25	21,25	21,25
				ПС Судак	ООО «Триера»	460/022- 3645-22	24.10.2022	2024	0,764	0,000	10,000	0,306						
				ПС Судак	ООО СЗ «Развитие Девелопмент»	460/022- 3159-22	14.09.2022	2024	0,530	0,000	10,000	0,212						
				ПС Судак	ООО СЗ «Развитие Девелопмент»	460/022- 3159-22	14.09.2022	2025	0,380	0,530	10,000	0,152						
				ПС Судак	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	6,770	0,000	0,400	0,677						
				ПС Судак	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	1,087	0,000	10,000	0,109						
33	ПС 110 кВ Холодильник	16.12.2020	5,74	ПС Холодильник	ООО «Инвестстрой- проект»	460/031- 2506-21	30.08.2021	2024	2,233	0,000	0,400	0,893	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60
				ПС Холодильник	ООО «Специализированный застройщик «Квартал 5,8»	460/031- 1968-22	15.06.2022	2024	0,534	2,266	10,000	0,374						
				ПС Холодильник	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	2,128	0,000	0,400	0,213						
				ПС Холодильник	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	2,627	0,000	10,000	0,263						
34	ПС 110 кВ Митридат	19.12.2018	15,85	Митридат	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	4,919	0,000	0,400	0,492	16,60	16,60	16,60	16,60	16,60	16,60
				Митридат	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	2,119	0,000	10,000	0,212						
35	ПС 110 кВ Центральная	21.12.2022	48,90	ПС Центральная	РК «Инвестиционно- строительное управление Республики Крым»	443/004- 1764-16	07.11.2016	2024	0,840	0,000	0,400	0,336	55,29	55,29	55,29	55,29	55,29	55,29
				ПС Центральная	ГУП РК «Крымтехнологии»	443/004- 2230-18	27.12.2018	2024	0,800	0,640	10,000	0,400						
				ПС 35 кВ Красная	ООО «Специализированный застройщик «Столичная Комерческая Группа»	443/005- 1843-18	13.11.2018	2024	1,739	0,000	10,000	0,696						
				ПС 35 кВ Пригородная	ООО «Специализированный застройщик «Столичная Комерческая Группа»	443/005- 1793-18	07.11.2018	2024	2,707	0,000	10,000	1,083						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Дата	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
				ПС 110 кВ Центральная	ООО «ТоннельГео-Строй»	460/004-368-21	16.02.2021	2024	0,850	0,000	10,000	0,340						
				ПС 35 кВ Николаевка	ООО «СЗ «Престижстрой»	460/005-3609-22	07.03.2023	2024	1,100	0,000	10,000	0,440						
				ПС Центральная	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	6,323	0,000	0,400	0,632						
				ПС Центральная	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	1,776	0,000	10,000	0,178						
				ПС Заветное	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	2,192	0,000	0,400	0,219						
				ПС Заветное	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,500	0,000	10,000	0,050						
				ПС Западная	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	1,007	0,000	0,400	0,101						
				ПС Западная	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,200	0,000	10,000	0,020						
				ПС Кольчугино	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	1,012	0,000	0,400	0,101						
				ПС Кольчугино	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,000	0,000	10,000	0,000						
				ПС Красная	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,079	0,000	0,400	0,008						
				ПС Красная	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,000	0,000	10,000	0,000						
				ПС Николаевка	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	5,201	0,000	0,400	0,520						
				ПС Николаевка	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	1,235	0,000	10,000	0,124						
				ПС Перово	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	6,878	0,000	0,400	0,688						
				ПС Перово	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,452	0,000	10,000	0,045						
36	ПС 110 кВ Шарха	20.06.2018	11,08	ПС Шарха	ООО «СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК «УТЁС»	460/012-3847-22	25.11.2022	2024	0,920	0,000	10,000	0,184	12,56	13,14	13,14	13,14	13,14	13,14
				ПС Шарха	ООО «СЗ «СИМСТРОЙПРОЕКТ»	460/012-4815-22	15.02.2023	2025	1,367	0,000	0,400	0,547						
				ПС Шарха	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	10,337	0,000	0,400	1,034						
				ПС Шарха	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	1,706	0,000	10,000	0,171						
37	ПС 110 кВ Южная	21.12.2022	28,29	ПС 35 кВ Залесье	ИП Калашникова Е.С.	460/005-3068-21	10.02.2022	2024	0,694	0,506	10,000	0,347	30,41	30,41	30,41	30,41	30,41	30,41
				ПС Южная	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	5,427	0,000	0,400	0,543						
				ПС Южная	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	2,095	0,000	10,000	0,210						
				ПС Залесье	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	4,793	0,000	0,400	0,479						
				ПС Залесье	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	2,508	0,000	10,000	0,251						
				ПС Каштановка	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	1,596	0,000	0,400	0,160						
38	ПС 110 кВ Ялта	16.02.2022	28,43	ПС Ялта	ООО «ИНВЕСТ-СТРОЙ»	460/015-3404-21	19.10.2021	2024	1,069	0,030	0,400	0,428	33,41	33,41	33,41	33,41	33,41	33,41

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{ном}$ перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Дата	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
				ПС Ялта	ООО «Ауксилиум Кэпитал Груп Рус»	460/015- 3399-21	25.10.2021	2024	4,400	0,100	10,000	1,760						
				ПС Ялта	ООО «Специализированный застройщик «Вишневый Сад»	460/015- 3409-21	28.10.2021	2024	1,022	0,000	10,000	0,409						
				ПС Ялта	Акционерное общество Санаторий Ливадия	460/015- 3362-22	04.10.2022	2024	4,000	0,000	10,000	0,800						
				ПС Ялта	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	10,263	0,000	0,400	1,026						
				ПС Ялта	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	2,230	0,000	10,000	0,223						

ПС 110 кВ Белогорск.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2019 года и составила 32,84 МВА. В ПАР после отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 188 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора. В ПАР после отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 120 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} +7,9^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,095.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 57,872 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 27,26 МВА).

Согласно информации от ГУП РК «Крымэнерго» в соответствии с несколькими ТУ по действующим договорам ТП заявленной мощностью менее 5 МВт (ООО «Специализированный застройщик «Горки Парк» от 26.08.2022 № 460/005-2845-22, ООО «Усадьба Белогорье» от 06.07.2021 № 460/007-1553-21) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Белогорск с увеличением трансформаторной мощности.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = S_{\text{макс}}^{\text{факт}} + \sum S_{\text{ту}} \cdot K_{\text{наб}} + S_{\text{доп}} - S_{\text{срм}}, \quad (1)$$

где $S_{\text{ту}} \cdot K_{\text{наб}}$ – мощность новых потребителей, подключаемых к ПС в соответствии с ТУ на ТП, с учетом коэффициентов набора;

$S_{\text{доп}}$ – увеличение нагрузки рассматриваемой подстанции в случае перераспределения мощности с других центров питания;

$S_{\text{срм}}$ – объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции, в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 32,84 + 27,26 + 0 - 0 = 60,11 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 343 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора. В ПАР после отключения Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит до 220 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Белогорск ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Белогорск расчетный объем ГАО составит 39,54 МВт.

В случае аварийного отключения Т-2 на ПС 110 кВ Белогорск расчетный объем ГАО составит 30,40 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР выявлена необходимость замены существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 60,11 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП.

Согласно информации от ГУП РК «Крымэнерго» в соответствии с ТУ по действующим договорам ТП (ООО «ТК Белогорский» от 08.11.2017 № 1303/002-30-17 заявленной мощностью 30 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Белогорск с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 25 МВА, Т-2 16 МВА на 2×63 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ГУП РК «Крымэнерго».

Необходимый год реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Мойнаки.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний внеочередной контрольный замер 2020 года и составила 25,86 МВА. В ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 176 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} +28,8^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,921.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 58,34 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 19,88 МВА).

Согласно информации от ГУП РК «Крымэнерго» в соответствии с несколькими ТУ по действующим договорам ТП заявленной мощностью менее 5 МВт (ГКУ «ИНВЕСТСТРОЙ РЕСПУБЛИКИ КРЫМ» от 26.12.2022 № 460/031-4293-22, ООО «КАЕЦ» от 10.02.2021 № 460/031-305-21, ООО «Ривьера» от 26.03.2018 № 443/031-369-18, ООО «СЗ «Соцпромстрой-Дрим»» от 30.07.2021 № 460/031-2297-21, ООО «СЗ «Кречет»» от 24.03.2020 № 406/031-226-20, ООО «Про-Сервис» от 07.10.2021 № 460/031-3078-21, ООО «Берекет» от 17.03.2022 № 460/031-3367-21, ООО «Специализированный застройщик Консоль-Строй ЛТД» от 11.05.2022 № 460/031-1451-22, договор с физическим лицом от 09.08.2022 № 460/031-2579-22) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Мойнаки с увеличением трансформаторной мощности.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 25,86 + 19,88 + 0 - 0 = 45,74 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 310 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Мойнаки ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов расчетный объем ГАО составит 28,79 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 45,74 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП.

Согласно информации от ГУП РК «Крымэнерго» в соответствии с ТУ по действующим договорам ТП (ООО «Специализированный застройщик «Симферопольская девелоперская компания»» от 08.07.2022 № 460/031-2310-22 заявленной мощностью 10,633 МВт, ООО «СЗ Славянский дом» от 31.03.2023 № 460/031-635-23 заявленной мощностью 6,704 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Мойнаки с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×63 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ГУП РК «Крымэнерго».

Необходимый год реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Морское.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена во внеочередной летний контрольный замер 2018 года и составила 2,59 МВА. В ПАР после отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 112 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора. В ПАР после отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 50 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} +28,1^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,927.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,905 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,2 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 2,59 + 0,2 + 0 - 0 = 2,79 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 120 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора. В ПАР после отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 54 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Морское ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Морское расчетный объем ГАО составит 0,44 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 2,79 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 2,5 МВА на 4 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ГУП РК «Крымэнерго».

Необходимый год реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Малореченское.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний внеочередной контрольный замер 2020 года и составила 5,38 МВА. В ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 93 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} +28,8^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,921.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,84 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,90 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 5,38 + 0,90 + 0 - 0 = 6,28 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 108 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Малореченское ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае превышения $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов на ПС 110 кВ Малореченское расчетный объем ГАО составит 0,45 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется обеспечить мощность трансформаторов не менее 6,28 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 6,3 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×6,3 МВА, на новые трансформаторы мощностью 2×6,3 МВА с повышенными характеристиками ДДТН и АДТН.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ГУП РК «Крымэнерго».

Необходимый год реализации мероприятия – 2024 год.

ПС 110 кВ Евпатория.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний внеочередной контрольный замер 2020 года и составила 29,77 МВА без учета Т-1, 30,64 МВА с учетом Т-1. Нагрузка трансформатора Т-1 кратно меньше нагрузки трансформаторов Т-2 и Т-3 и может быть переведена только на трансформатор Т-2 в связи с тем, что класс напряжения обмотки НН у трансформатора Т-1 (6 кВ) отличается от класса напряжения обмоток НН трансформаторов Т-2 и Т-3 (10 кВ) и трансформатор связи Т-4 10/6 кВ подключен к 2С 10 кВ, питаемой от Т-2. Поэтому дальнейший анализ выполнен для ПАР отключения Т-2 и Т-3 без учета нагрузки Т-1. В ПАР после отключения трансформатора Т-3 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 216 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора. В ПАР после отключения трансформатора Т-2 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-3 составит 129 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} +28,8^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,921.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 12,84 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 3,48 МВА).

Согласно информации от ГУП РК «Крымэнерго» в соответствии с несколькими ТУ на ТП (ГКУ «ИНВЕСТСТРОЙ РЕСПУБЛИКИ КРЫМ» от 26.12.2022 № 460/031-4293-22, ООО «Специализированный застройщик Консоль-Строй ЛТД» от 11.05.2022 № 460/031-1451-22, ООО «Специализированный застройщик «Квартал 5,8» от 15.06.2022 № 460/031-1968-22) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Евпатория с увеличением трансформаторной мощности.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов Т-2 и Т-3 согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 29,77 + 3,48 + 0 - 0 = 33,25 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения Т-3 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 241 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора. В ПАР после отключения Т-2 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-3 составит до 144 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Евпатория ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-3 на ПС 110 кВ Евпатория расчетный объем ГАО составит 18,05 МВт. В случае аварийного отключения Т-2 на ПС 110 кВ Евпатория расчетный объем ГАО составит 9,50 МВт.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов Т-1, Т-2 и Т-3 согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 30,64 + 3,48 + 0 - 0 = 34,12 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 мощностью 10 МВА, Т-2 мощностью 15 МВА и Т-3 мощностью 25 МВА на два трансформатора мощностью не менее 34,12 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП и нагрузки трансформатора Т-1. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 10 МВА, Т-2 15 МВА и Т-3 25 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ГУП РК «Крымэнерго».

Необходимый год реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Вторчермет.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2019 года и составила 6,27 МВА. В ПАР после отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 91 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора. В ПАР после отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 57 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 7,9^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,095.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,36 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,40 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 6,27 + 0,40 + 0 - 0 = 6,67 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 97 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора. В ПАР после отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 61 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

С учетом вышеизложенного, в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ГУП РК «Крымэнерго» (реконструкция ПС 110 кВ Вторчермет с заменой трансформатора Т-1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА).

ПС 110 кВ Капсель.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний внеочередной контрольный замер 2020 года и составила 9,37 МВА. В ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 162 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{HV} +28,8^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,921.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 12,63 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 1,71 МВА).

Согласно информации от ГУП РК «Крымэнерго» в соответствии с ТУ по действующему договору ТП ООО «СЗ «Форум-Чайка» (от 24.02.2022 № 460/022-4168-21 заявленной мощностью 3,38 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Капсель с увеличением трансформаторной мощности.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 9,37 + 1,71 + 0 - 0 = 11,08 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 191 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Капсель ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Капсель расчетный объем ГАО составит 4,9 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР выявлена необходимость замены существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 11,08 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов $2 \times 6,3$ МВА на 2×16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ГУП РК «Крымэнерго».

Необходимый год реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Митридат.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 15,85 МВА. В ПАР после отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 93 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора. В ПАР после отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 56 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{HV} +1,6^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,139.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств

суммарной максимальной мощностью 7,04 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,75 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 15,85 + 0,75 + 0 - 0 = 16,60 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 97 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора. В ПАР после отключения Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 58 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

Последующие расчеты выполнены для наиболее критических условий работы трансформаторов в период высоких температур, а именно для фактической максимальной нагрузки за отчетный летний период, выявленной в летний внеочередной контрольный замер 2022 года (04.08.2022) и составившей 14,02 МВА. В ПАР после отключения Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 101 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора. В ПАР после отключения Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 60 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 28^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,928.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов с учетом данных летнего контрольного замера согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 14,02 + 0,75 + 0 - 0 = 14,77 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 106 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора. В ПАР после отключения Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 64 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Митридат ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Митридат расчетный объем ГАО составит 0,79 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 14,77 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 15 МВА на 16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ГУП РК «Крымэнерго».

Необходимый год реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Соляная.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 7,02 МВА. В ПАР после отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в

работе трансформатора Т-2 составит 98 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора. В ПАР после отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 62 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} +2,6^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,132.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,61 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,28 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 7,02 + 0,28 + 0 - 0 = 7,30 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 102 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора. В ПАР после отключения Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 64 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Соляная ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Соляная расчетный объем ГАО составит 0,16 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 7,30 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 6,3 МВА на 10 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ГУП РК «Крымэнерго».

Необходимый год реализации мероприятия – 2024 год.

В связи с тем, что риск ввода ГАО возможен после реализации договоров ТП, рекомендуется включить в ТУ на ТП для договоров на присоединение энергопринимающих устройств с максимальной мощностью свыше 150 кВт непосредственно к ПС 110 кВ Соляная условие о необходимости увеличения трансформаторной мощности ПС.

ПС 110 кВ Старый Крым.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 18,48 МВА. В ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составляет 101 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} +1,1^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,142.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 12,77 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 1,51 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 18,48 + 1,51 + 0 - 0 = 19,99 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 109 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Старый Крым ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Старый Крым расчетный объем ГАО составит 1,60 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 19,99 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ГУП РК «Крымэнерго».

Необходимый год реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Стекло.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний внеочередной контрольный замер 2022 года и составила 10,41 МВА. В ПАР после отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 94 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора. В ПАР после отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 38 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} +6,9^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,102.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,889 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,52 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 10,41 + 0,52 + 0 - 0 = 10,93 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 99 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора. В

ПАР после отключения Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 40 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

С учетом вышеизложенного, в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ГУП РК «Крымэнерго» (реконструкция ПС 110 кВ Стекло с заменой трансформатора Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА).

ПС 110 кВ Судак.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний внеочередной контрольный замер 2020 года и составила 19,15 МВА. В ПАР после отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 130 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора. В ПАР после отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 208 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} +28,8^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,921.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 10,54 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 2,10 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 19,15 + 2,10 + 0 - 0 = 21,25 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 144 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора. В ПАР после отключения Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 231 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Судак ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Судак расчетный объем ГАО составит 6,05 МВт. В случае аварийного отключения Т-2 на ПС 110 кВ Судак расчетный объем ГАО составит 11,18 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 мощностью 10 МВА и Т-2 мощностью 16 МВА на трансформаторы мощностью не менее 21,25 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 10 МВА и Т-2 16 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ГУП РК «Крымэнерго».

Необходимый год реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Холодильник.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 5,74 МВА. На данной ПС установлен один трансформатор с высшим номинальным напряжением 110 кВ, загрузка данного трансформатора составляет 80 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} +1,1^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,142.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,52 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 1,86 МВА).

Согласно информации от ГУП РК «Крымэнерго» в соответствии с ТУ по действующим договорам ТП (ООО «Инвестстройпроект» от 30.08.2021 № 460/031-2506-21 заявленной мощностью 2,233 МВт, физ. лицо от 11.11.2021 № 460/034-2858-21 заявленной мощностью 0,79 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Холодильник с заменой существующего трансформатора Т-1 на трансформатор большей мощности.

Перспективная нагрузка существующего трансформатора согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 5,74 + 1,86 + 0 - 0 = 7,60 \text{ МВА.}$$

Таким образом, максимальная загрузка трансформатора составит 106 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Холодильник ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. Расчетный объем ГАО составит 0,37 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО на ПС 110 кВ Холодильник рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 7,60 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП.

Согласно информации от ГУП РК «Крымэнерго» в соответствии с ТУ по действующим договорам ТП (ООО «Инвестстройпроект» от 30.08.2021 № 460/031-2506-21 заявленной мощностью 2,233 МВт, физ. лицо от 11.11.2021 № 460/034-2858-21 заявленной мощностью 0,79 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Холодильник и реконструкция ВЛ 35 кВ Совхозная-Суворовская с отпайками в части сооружения заходов данной 35 кВ на ПС 110 кВ Холодильник. В результате данной реконструкции часть нагрузки по сети 35 кВ будет переведена на ПС 110 кВ Холодильник и максимальная нагрузка данной ПС превысит 7,60 МВА. Кроме того, установка Т-2 предусмотрена по договору ТП ООО «Инвестстройпроект» от 30.08.2021 № 460/031-2506-21 заявленной мощностью 2,233 МВт для обеспечения второй категории надежности потребителям.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 6,3 МВА на не менее 10 МВА. При этом мощность Т-1, необходимость установки Т-2, а также его мощность,

уточняются при проектировании по договору ТП ООО «Инвестстройпроект» от 30.08.2021 № 460/031-2506-21 заявленной мощностью 2,233 МВт.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ГУП РК «Крымэнерго».

В связи с тем, что риск ввода ГАО возможен после реализации договоров ТП, необходимо выполнять реконструкцию ПС с увеличением трансформаторной мощности в рамках исполнения ТУ на ТП для договоров на присоединение энергопринимающих устройств с максимальной мощностью свыше 150 кВт непосредственно к ПС 110 кВ Холодильник.

ПС 110 кВ Восточная.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 47,71 МВА. В ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 95 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} +1,6^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 61,382 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 10,02 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 47,71 + 10,02 + 0 - 0 = 57,73 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 115 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Восточная ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов расчетный объем ГАО составит 7,18 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР выявлена необходимость замены существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 57,73 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного, потребуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×40 МВА на 2×63 МВА.

В настоящее время, ПС 110 кВ Восточная имеет электрическую связь по сети 35 кВ с Симферопольской ТЭЦ (ВЛ 35 кВ Восточная – Урожайное) и с ПС 110 кВ Белогорск (ВЛ 35 кВ Восточная – Трудовое). На участке 35 кВ от ПС 110 кВ Восточная до ПС 110 кВ Белогорск осуществляется электроснабжение ПС 35 кВ Трудовое, ПС 35 кВ Донское, ПС 35 кВ Зуя, ПС 35 кВ Долиновка, ПС 35 кВ Петрово, ПС 35 кВ Крымская Роза, ПС 35 кВ Межгорье.

Учитывая высокую загрузку трансформаторов на ПС 110 кВ Восточная и ПС 35 кВ Трудовое, отсутствие возможности перераспределения нагрузки по сети 10 кВ на другие центры питания как в нормальной схеме электрической сети, так и в режиме послеаварийного отключения на длительный период, перспективное развитие района размещения ПС 35 кВ Трудовое, а также техническое состояние объектов электросетевого хозяйства 35–110 кВ в данном районе, ГУП РК «Крымэнерго» предложено выполнить перевод ПС 35 кВ Трудовое на класс напряжения 110 кВ и строительство шлейфового захода ВЛ 110 кВ Симферопольская – Белогорск на ПС 110 кВ Трудовое.

Для обеспечения покрытия перспективной нагрузки ПС 110 кВ Трудовое ГУП РК «Крымэнерго» предложено установить на ПС 110 кВ Трудовое два силовых трансформатора 110/35/10 кВ номинальной мощностью 25 МВА каждый. Далее, в 2.2.2, сделан вывод о целесообразности данного мероприятия.

Таким образом, с учетом реконструкции ПС 35 кВ Трудовое с переводом на класс напряжения 110 кВ, увеличение трансформаторной мощности ПС 110 кВ Восточная не требуется. При этом увеличение трансформаторной мощности ПС 110 кВ Восточная предусмотрено по договорам ТП ООО «Крымский газобетонный завод» от 28.03.2022 № 460/004-877-22 заявленной мощностью 0,9 МВт, ООО «Индустрия развития» от 26.10.2022 № 460/004-4005-22 заявленной мощностью 0,67 МВт. Поэтому необходимость замены трансформаторов ПС 110 кВ Восточная уточняется при проектировании по данным договорам ТП.

ПС 110 кВ Завокзальная.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 22,14 МВА. В ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составляет 121 % от $S_{длн}$, что превышает $S_{длн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +1,1 С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,142.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,80 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,62 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 22,14 + 0,62 + 0 - 0 = 22,76 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 125 % от $S_{длн}$, что превышает $S_{длн}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Завокзальная ниже уровня $S_{длн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Завокзальная расчетный объем ГАО составит 4,17 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 22,76 МВА с

учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ГУП РК «Крымэнерго».

Необходимый год реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Марьино.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 17,98 МВА. В ПАР после отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 99 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} +1,6^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,139.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,632 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,72 МВА).

Согласно информации от ГУП РК «Крымэнерго» в соответствии с ТУ по действующему договору ТП (ФГАОУ ВО «Крымский федеральный университет им. В.И. Вернадского» от 12.07.2022 № 460/004-1352-22 заявленной мощностью 1,110 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Марьино с увеличением трансформаторной мощности.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 17,98 + 0,72 + 0 - 0 = 18,7 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 103 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Марьино ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов расчетный объем ГАО составит 0,44 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 18,7 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ГУП РК «Крымэнерго».

Необходимый год реализации мероприятия – 2024 год.

ПС 110 кВ Набережная.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 31,00 МВА. В ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит до 109 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} +1,6^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,139.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 10,902 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 2,29 МВА).

Согласно информации от ГУП РК «Крымэнерго» в соответствии с несколькими ТУ по действующим договорам ТП заявленной мощностью менее 5 МВт (ГКУ «ИНВЕСТСТРОЙ РЕСПУБЛИКИ КРЫМ» от 16.05.2017 № 443/004-799-17, ООО «ГАРАНТ-ГВ» от 06.07.2022 № 460/004-2018-22, ООО «СЗ «Омега Салгир» от 18.07.2022 № 460/004-1622-22) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Набережная с увеличением трансформаторной мощности.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 31,00 + 2,29 + 0 - 0 = 33,29 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 117 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Набережная ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов расчетный объем ГАО составит 4,47 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 33,29 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ГУП РК «Крымэнерго».

Необходимый год реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Перевальное.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 9,2 МВА. В ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 134 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{НВ} +8,3\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,092.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 9,397 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 1 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 9,2 + 1 + 0 - 0 = 10,2 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 148 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Перевальное ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов расчетный объем ГАО составит 3,08 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 10,2 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 $2 \times 6,3$ МВА на 2×16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ГУП РК «Крымэнерго».

Необходимый год реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Южная.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 28,29 МВА. В ПАР после отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 99 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора. В ПАР после отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 155 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{НВ} +1,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,142.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 17,11 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 2,12 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 28,29 + 2,12 + 0 - 0 = 30,41 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 107 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора. В ПАР после отключения Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 166 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Южная ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Южная расчетный объем ГАО составит 1,72 МВт. В случае аварийного отключения Т-2 на ПС 110 кВ Южная расчетный объем ГАО составит 11,27 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 мощностью 16 МВА и Т-2 мощностью 25 МВА на трансформаторы мощностью не менее 30,41 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 16 МВА и Т-2 25 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ГУП РК «Крымэнерго».

Необходимый год реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ НС-16.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 10,74 МВА. В ПАР после отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 60 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора. В ПАР после отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 96 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} +4,6^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,118.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,951 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 2,17 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 10,74 + 2,17 + 0 - 0 = 12,91 \text{ МВА;}$$

Таким образом, в ПАР после отключения Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 72 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора. В ПАР после отключения Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 115 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Последующие расчеты выполнены для наиболее критических условий работы трансформаторов в период высоких температур, а именно для фактической максимальной нагрузки за отчетный летний период, выявленной в летний внеочередной контрольный замер 2020 года (12.08.2020) и составившей 10,72 МВА. В ПАР после отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 73 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора. В ПАР после отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 116 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 28,8^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,921.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов с учетом данных летнего контрольного замера согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 10,72 + 2,17 + 0 - 0 = 12,89 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 87 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора. В ПАР после отключения Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 140 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ НС-16 ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-2 на ПС 110 кВ НС-16 расчетный объем ГАО составит 3,419 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР выявлена необходимость замены существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 12,89 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 10 МВА на 16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ГУП РК «Крымэнерго».

Необходимый год реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Гурзуф.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 7,45 МВА. В ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 69 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 10^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,08.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 11,052 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 3,01 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 7,45 + 3,01 + 0 - 0 = 10,46 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 97 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

Последующие расчеты выполнены для наиболее критических условий работы трансформаторов в период высоких температур, а именно для фактической максимальной нагрузки за отчетный летний период, выявленной в летний внеочередной контрольный замер 2022 года (04.08.2022) и составившей 7,33 МВА. В ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 79 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +28 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,928.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов с учетом данных летнего контрольного замера согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 7,33 + 3,01 + 0 - 0 = 10,34 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 111 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Гурзуф ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов расчетный объем ГАО составит 0,99 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 10,34 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «Крымэнерго».

Необходимый год реализации мероприятия – 2024 год.

ПС 110 кВ Саки.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний внеочередной контрольный замер 2022 года и составила 34,65 МВА. В ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составляет 149 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +28 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,928.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 41,20 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 6,76 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 34,65 + 6,76 + 0 - 0 = 41,41 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 178 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Саки ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Саки расчетный объем ГАО составит 16,91 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 41,41 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×63 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ГУП РК «Крымэнерго».

Необходимый год реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Лучистое.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний внеочередной контрольный замер 2020 года и составила 8,24 МВА. В ПАР после отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 142 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора. В ПАР после отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 89 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +28,8 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,921.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 23,83 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 4,48 МВА).

Согласно информации от ГУП РК «Крымэнерго» в соответствии с ТУ по действующему договору ТП (ООО «Специализированный застройщик «Лучистое» от 01.07.2019 № 460/012-1282-19 заявленной мощностью 1,488 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Лучистое с увеличением трансформаторной мощности.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 8,24 + 4,48 + 0 - 0 = 12,72 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 219 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора. В ПАР после отключения Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 138 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Лучистое ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Лучистое расчетный объем ГАО составит 6,42 МВт. В случае аварийного отключения Т-2 на ПС 110 кВ Лучистое расчетный объем ГАО составит 3,26 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР выявлена необходимость замены существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 12,72 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 10 МВА, Т-2 6,3 МВА на 2×16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «Крымэнерго».

Необходимый год реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Алушта.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена во внеочередной летний контрольный замер 2022 года и составила 26,04 МВА. В ПАР после отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит до 112 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора. В ПАР после отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит до 90 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +28 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,16 для трансформатора Т-1 и 0,928 для трансформатора Т-2.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 35,658 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 8,29 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 26,04 + 8,29 + 0 - 0 = 34,33 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 148 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора. В ПАР после отключения Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 118 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Алушта ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Алушта расчетный объем ГАО составит 10,34 МВт, в случае отключения Т-2 – 4,95 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 34,33 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «Крымэнерго».

Необходимый год реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Артек.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний внеочередной контрольный замер 2022 года и составила 6,43 МВА. В ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 58 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} +6,9^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,102.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 9,92 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 2,24 МВА).

Согласно информации от ГУП РК «Крымэнерго» в соответствии с ТУ по действующему договору ТП (ФГБОУ МДЦ «Артек» от 21.03.2018 № 443/015-297-18 заявленной мощностью 4,802 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Артек с увеличением трансформаторной мощности.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 6,43 + 2,24 + 0 - 0 = 8,67 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 79 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Последующие расчеты выполнены для наиболее критических условий работы трансформаторов в период высоких температур, а именно для фактической максимальной нагрузки за отчетный летний период, выявленной в летний внеочередной контрольный замер 2020 года (12.08.2020) и составившей 5,59 МВА. В ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 61 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{НВ} + 28,8^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,921.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов с учетом данных летнего контрольного замера согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 5,59 + 2,24 + 0 - 0 = 7,83 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 85 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

При этом, в связи с тем, что увеличение трансформаторной мощности ПС 110 кВ Артек предусмотрено Приказом Минэнерго России от 17.10.2022 № 1126 и договором ТП (ФГБОУ МДЦ «Артек» от 21.03.2018 № 443/015-297-18 заявленной мощностью 4,802 МВт), рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 2×10 МВА на трансформаторы мощностью 16 МВА каждый.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «Крымэнерго».

Необходимый год реализации мероприятия – 2024 год.

ПС 110 кВ Гаспра.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний внеочередной контрольный замер 2022 года и составила 15,44 МВА. В ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 88 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{НВ} + 6,9^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,102.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 18,47 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 2,72 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 15,44 + 2,72 + 0 - 0 = 18,16 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 103 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

Последующие расчеты выполнены для наиболее критических условий работы трансформаторов в период высоких температур, а именно для фактической максимальной нагрузки за отчетный летний период, выявленной в летний внеочередной контрольный замер 2018 года (09.08.2018) и составившей 14,14 МВА. В ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 95 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{НВ} + 28,1^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,927.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов с учетом данных летнего контрольного замера согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 14,14 + 2,72 + 0 - 0 = 16,86 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 114 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Гаспра ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов расчетный объем ГАО составит 1,88 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 18,16 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «Крымэнерго».

Необходимый год реализации мероприятия – 2024 год.

ПС 110 кВ Дарсан.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний внеочередной контрольный замер 2022 года и составила 17,33 МВА. В ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 98 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{НВ} + 6,9^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,102.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 20,92 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 6,30 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 17,33 + 6,30 + 0 - 0 = 23,63 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 134 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

Последующие расчеты выполнены для наиболее критических условий работы трансформаторов в период высоких температур, а именно для фактической

максимальной нагрузки за отчетный летний период, выявленной в летний внеочередной контрольный замер 2018 года (09.08.2018) и составившей 16,89 МВА. В ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 114 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 28,1^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,927.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов с учетом данных летнего контрольного замера согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 16,89 + 6,30 + 0 - 0 = 23,19 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 156 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Дарсан ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов расчетный объем ГАО составит 7,76 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 23,63 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на не менее 2×25 МВА. При этом мощности Т-1 и Т-2 уточняются при проектировании по договору ТП ООО «УКИП» от 27.09.2022 № 460/015-3165-22 заявленной мощностью 3,963 МВт.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «Крымэнерго».

Необходимый год реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Заря.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний внеочередной контрольный замер 2022 года и составила 13,82 МВА. В ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 74 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 28^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,160.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 37,48 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 7,21 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 13,82 + 7,21 + 0 - 0 = 21,03 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 113 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Заря ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов расчетный объем ГАО составит 2,30 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 21,03 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «Крымэнерго».

Необходимый год реализации мероприятия – 2024 год.

ПС 110 кВ Массандра.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний внеочередной контрольный замер 2022 года и составила 19,20 МВА. В ПАР после отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 129 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора. В ПАР после отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 207 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +28 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,928.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 18,63 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 3,59 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 19,20 + 3,59 + 0 - 0 = 22,79 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 154 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора. В ПАР после отключения Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 246 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Массандра ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Массандра расчетный объем ГАО составит 7,38 МВт. В случае аварийного отключения Т-2 на ПС 110 кВ Массандра расчетный объем ГАО составит 12,55 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 мощностью 10 МВА и Т-2 мощностью 16 МВА на трансформаторы мощностью не менее 22,79 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 10 МВА и Т-2 16 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «Крымэнерго».

Необходимый год реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Шарха.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2018 года и составила 11,08 МВА. В ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составляет 119 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +28 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,928.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 14,33 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 2,06 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 11,08 + 2,06 + 0 - 0 = 13,14 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 142 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Шарха ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Шарха расчетный объем ГАО составит 3,58 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 13,14 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «Крымэнерго».

Необходимый год реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Центральная.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 48,90 МВА. В ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составляет 106 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 1,1^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,142.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 34,89 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 6,39 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 48,90 + 6,39 + 0 - 0 = 55,29 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 120 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$.

Последующие расчеты выполнены для наиболее критических условий работы трансформаторов в период высоких температур, а именно для фактической максимальной нагрузки за отчетный летний период, выявленной в летний контрольный замер 2019 года и составившей 42,20 МВА. В ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 109 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 25,2^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,953.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов с учетом данных летнего контрольного замера согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 42,20 + 6,39 + 0 - 0 = 48,59 \text{ МВА,}$$

Таким образом, в ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 126 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Центральная ниже уровня ДДН отсутствует. В случае аварийного отключения одного трансформатора на ПС 110 кВ Центральная расчетный объем ГАО составит 9,28 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 55,29 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×40,5 МВА на 2×63 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ГУП РК «Крымэнерго».

Необходимый год реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Ялта.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний внеочередной контрольный замер 2022 года и составила 28,43 МВА. В ПАР после отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 91 % от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформатора. В ПАР после отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 103 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +6,9 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,102 (1,25).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 22,98 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,98 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 28,43 + 4,98 + 0 - 0 = 33,41 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 107 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформатора. В ПАР после отключения Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 121 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформатора.

Последующие расчеты выполнены для наиболее критических условий работы трансформаторов в период высоких температур, а именно для фактической максимальной нагрузки за отчетный летний период, выявленной в летний внеочередной контрольный замер 2022 года (04.08.2022) и составившей 26,04 МВА. В ПАР после отключения Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 90 % от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформатора. В ПАР после отключения Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 112 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +28 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 0,928 (1,16).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов с учетом данных летнего контрольного замера согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 26,04 + 4,98 + 0 - 0 = 31,02 \text{ МВА,}$$

Таким образом, в ПАР после отключения Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 107 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформатора. В

ПАР после отключения Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 134 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ялта ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Ялта расчетный объем ГАО составит 1,87 МВт. В случае аварийного отключения Т-2 на ПС 110 кВ Ялта расчетный объем ГАО составит 7,26 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 33,41 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «Крымэнерго».

Необходимый год реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Коктебель.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний внеочередной контрольный замер 2022 года и составила 7,99 МВА. На данной ПС установлен один трансформатор с высшим номинальным напряжением 110 кВ, нагрузка данного трансформатора составляет 86 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} +28^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,928.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 8,21 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 1,35 МВА).

Перспективная нагрузка существующего трансформатора согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 7,99 + 1,35 + 0 - 0 = 9,34 \text{ МВА.}$$

Таким образом, максимальная нагрузка трансформатора составит 101 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Коктебель ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. Расчетный объем ГАО составит 0,06 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО на ПС 110 кВ Коктебель рекомендуется перевести часть нагрузки по сети 35 кВ на новую ПС 110 кВ Юнга, строительство которой предусмотрено по действующим договорам ТП (ООО «СЗ «ДК «СКГ» от 01.08.2022 № 142 заявленной мощностью 8,782 МВт, ООО «ТК «Белогорский» от 08.11.2017 № 1303/002-30-17 заявленной мощностью 30,0 МВт). На данной ПС предусмотрена установка двух трансформаторов напряжением 110/35/10 кВ и мощностью 2×25 МВА. ПС 110 кВ Юнга будет находиться в непосредственной

близости от ВЛ 35 кВ Планерская – Орджоникидзе, от которой рекомендуется выполнить сооружение заходов на ПС 110 кВ Юнга.

С учетом вышеизложенного, в настоящий момент отсутствует необходимость реконструкции ПС 110 кВ Коктебель с увеличением трансформаторной мощности.

ПС 110 кВ Веселое.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний внеочередной контрольный замер 2022 года и составила 2,33 МВА. В ПАР после отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 100,4 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора. В ПАР после отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 25 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} +28^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,928.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,49 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,7 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 2,33 + 0,7 + 0 - 0 = 3,03 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 131 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора. В ПАР после отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 33 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Веселое ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Веселое расчетный объем ГАО составит 0,66 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 3,03 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 2,5 МВА на 4 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ГУП РК «Крымэнерго».

Необходимый год реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Кубанская.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 31,42 МВА. В ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составляет 101 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} +1,1^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 10,78 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 2,11 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 31,42 + 2,11 + 0 - 0 = 33,53 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 107 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кубанская ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Кубанская расчетный объем ГАО составит 2,12 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 33,53 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ГУП РК «Крымэнерго».

Необходимый год реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Нижегородская.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 26,10 МВА. В ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составляет 91 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +1,1 С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,142.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 8,40 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 1,65 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 26,10 + 1,65 + 0 - 0 = 27,75 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 97 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

С учетом вышеизложенного, в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ГУП РК «Крымэнерго» (реконструкция ПС 110 кВ Нижнегорская с заменой трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 2×25 МВА на трансформаторы мощностью 63 МВА каждый).

ПС 110 кВ Родниковое.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2019 года и составила 7,68 МВА. В ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составляет 128 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} +25,2 \text{ С}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,953.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,77 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,29 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 7,68 + 0,29 + 0 - 0 = 7,97 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 133 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Родниковое ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Родниковое расчетный объем ГАО составит 1,83 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 7,97 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×6,3 МВА на 2×10 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ГУП РК «Крымэнерго».

Необходимый год реализации мероприятия – 2023 год.

2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже

2.2.2.1 ГУП РК «Крымэнерго»

Таблица 12 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 35 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА							Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА							Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г. ¹⁾	2022 г.	2018 г.	2018 г. ²⁾	2019 г.	2020 г.	2020 г. ³⁾	2021 г.	2022 г.	2022 г. ⁴⁾	
1	ПС 35 кВ Трудовое	35/10	T-1	ТМН-6300/35	35/10,5	6,3	1970	100	1,92	2,78	3,35	3,19	1,98	2,89	1,61	1,85	1,69	1,92	2,00	1,18	1,06	1,11	–
		35/10	T-2	ТМН-6300/35	35/10,5	6,3	1970	100	7,08	3,85	5,93	5,82	7,71	5,89	2,78	3,18	3,01	2,50	2,71	1,59	1,98	1,80	–
2	ПС 35 кВ Вилино	35/10	T-2	ТМ-4000/35-68У1	35/10,5	4	1981	100	2,76	2,75	2,18	2,36	2,36	1,78	3,21	3,85	2,10	1,45	3,81	3,18	2,89	3,03	–
		35/10	T-4	ТМ-4000/35-68У1	35/10,5	4	1981	100	1,70	1,20	2,42	1,77	2,58	2,11	1,10	1,24	2,59	1,02	1,65	1,27	1,36	1,39	–

Примечания

- 1 ¹⁾ Приведены фактические загрузки нагрузочных трансформаторов в день дополнительного контрольного замера 16.02.2022.
2 ²⁾ Приведены фактические загрузки нагрузочных трансформаторов в день дополнительного контрольного замера 09.08.2018.
3 ³⁾ Приведены фактические загрузки нагрузочных трансформаторов в день дополнительного контрольного замера 12.08.2020.
4 ⁴⁾ Приведены фактические загрузки нагрузочных трансформаторов в день дополнительного контрольного замера 04.08.2022.

Таблица 13 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 35 кВ Трудовое	T-1	ТМН-6300/35	1970	100	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-2	ТМН-6300/35	1970	100	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
2	ПС 35 кВ Вилино	T-2	ТМ-4000/35-68У1	1981	100	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-4	ТМ-4000/35-68У1	1981	100	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05

Таблица 14 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Дата	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 35 кВ Трудовое	16.02.2022	9,69	ПС 35 кВ Трудовое	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2023	25,57	0	–	2,56	12,71	12,71	12,71	12,71	12,71	12,71
					ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2023	2,84	0	–	0,28						
2	ПС 35 кВ Вилино	12.08.2020	5,45	ПС 35 кВ Вилино	ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2023	3,95	0	–	0,40	5,97	5,97	5,97	5,97	5,97	5,97
					ТУ на ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2023	0,98	0	–	0,10						

ПС 35 кВ Трудовое.

Согласно данным в таблицах 12, 13, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний внеочередной контрольный замер 2022 года и составила 9,69 МВА. В ПАР отключения Т-2(Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора для Т-1(Т-2) составит 146 % от $S_{длн}$, что превышает $S_{длн}$ трансформаторов.

Коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +6,9 °С для Т-1 и Т-2 – 1,05.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 28,41 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 3,02 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 9,69 + 3,02 + 0 - 0 = 12,71 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 192 % от $S_{длн}$, что превышает $S_{длн}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 35 кВ Трудовое ниже уровня $S_{длн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 35 кВ Трудовое расчетный объем ГАО составит 5,66 МВт.

Согласно расчетам ГУП РК «Крымэнерго» для РБУ летнего максимума потребления мощности при ТНВ +23 °С на этапе 2023 года с учетом реализации договоров на технологическое присоединение в двойной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 35 кВ Элеваторная – Ново-Андреевка с отпайками и ВЛ 35 кВ Восточная – Трудовое с отпайкой на ПС Донское возможно превышение ДДТН ВЛ 35 кВ Белогорск – Крым Роза с отпайкой на ПС Межгорье, а также связанной с отключением ВЛ 35 кВ Элеваторная – Ново-Андреевка с отпайками и ВЛ 35 кВ Белогорск – Крым Роза с отпайкой на ПС Межгорье возможно превышение ДДТН ВЛ 35 кВ Восточная – Трудовое с отпайкой на ПС Донское. Для предотвращения ввода ГАО в ремонтных схемах и ПАР трансформаторного оборудования рассмотрены следующие варианты усиления сети 35–110 кВ:

Вариант № 1.

Реконструкция ПС 35 кВ Трудовое с переводом на напряжение 110 кВ и заменой выключателей на РУ 35 кВ в объеме:

- сооружение РУ 110 кВ с установкой 3-х элегазовых выключателей для подключения заходов ВЛ 110 кВ Симферопольская – Белогорск и двух трансформаторов 110 кВ;

- установка двух силовых трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью по 25 МВА взамен существующих Т-1 и Т-2 напряжением 35/10 кВ мощностью по 6,3 МВА каждый;

- строительство заходов ВЛ 110 кВ Симферопольская – Белогорск на ПС 110 кВ Трудовое ориентировочной протяженностью 2 км.

Вариант № 2.

Реконструкция сети 35 кВ и 110 кВ в объеме:

- реконструкция ПС 35 кВ Трудовое с заменой трансформаторов 2×6,3 на 2×16 МВА;
- строительство ВЛ 35 кВ Восточная – Трудовое 2 цепь ориентировочной протяженностью 8 км;
- установка вакуумного выключателя 35 кВ на ПС 110 кВ Восточная;
- установка вакуумного выключателя 35 кВ на ПС 35 кВ Трудовое;
- установка вакуумного выключателя 35 кВ на ПС 35 кВ Трудовое (СВ 35);
- реконструкция ПС 110 кВ Восточная с заменой трансформаторов 2×40 МВА на 2×63 МВА;
- строительство ВЛ 35 кВ Трудовое – Донское 2 цепь ориентировочной протяженностью 6 км;
- установка вакуумного выключателя 35 кВ на ПС 35 кВ Трудовое;
- установка вакуумного выключателя 35 кВ на ПС 35 кВ Донское;
- строительство ВЛ 35 кВ Донское – Зуя 2 цепь ориентировочной протяженностью 6 км;
- установка вакуумного выключателя 35 кВ на ПС 35 кВ Донское;
- установка вакуумного выключателя 35 кВ на ПС 35 кВ Зуя;
- реконструкция участка ВЛ 35 кВ Восточная – Трудовое с заменой провода АС-95 на провод с пропускной способностью не менее чем у провода АС-120 ориентировочной протяженностью 8,2 км.

Вариант № 3.

Реконструкция сети 35 кВ и 110 кВ в объеме:

- реконструкция ПС 110 кВ Белогорск с заменой трансформаторов 25 МВА и 16 МВА на 2×63 МВА;
- приведение схемы РУ 110 кВ Белогорск к типовой схеме и замене масляных выключателей (демонтаж существующих ОД-КЗ 110 кВ – 2 шт., демонтаж существующего масляного выключателя 110 кВ СМВ 110 – 2 шт., установка элегазовых выключателей 110 кВ – 6 шт.);
- реконструкция ВЛ 35 кВ Белогорск – Крым роза с отпайкой на ПС Межгорье в части замены провода на участке 13,1 км, выполненного проводом марки АС-120/22 на провод с пропускной способностью не менее чем у провода АС-150 ориентировочной протяженностью 13,1 км;
- реконструкция ВЛ 35 кВ Восточное – Трудовое с отпайкой на ПС Донское в части замены провода, выполненного проводами марки АС-120/22 и АЖ-120, на провод с пропускной способностью не менее чем у провода АС-150 ориентировочной протяженностью 14,7 км;
- комплексная реконструкция РУ 35 кВ ПС 35 кВ Зуя для установки дополнительных двух выключателей для подключения БСК 2×5,1 Мвар ввиду отсутствия места с применением комплектного РУ 35 кВ (демонтаж 7 существующих масляных выключателей 35 кВ, монтаж модульного РУ 35 кВ на 9 ячеек 35 кВ с применением вакуумных выключателей, установка двух БСК 35 кВ номинальной мощностью 5,1 Мвар каждая).

В таблице 15 приведено сравнение капитальных затрат на реализацию данных вариантов.

Таблица 15 – Капитальные затраты вариантов усиления сети 35–110 кВ

№ п/п	Наименование	Технические параметры	Стоимость объекта в ценах 1 кв. 2023 года, млн руб. с НДС
1	<i>Вариант № 1</i>		485,366
1.1	Реконструкция ПС 35 кВ Трудовое с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	Выключатель 110 кВ – 3 шт.; трансформатор 2×25 МВА; установка защит, АРНТ, АСУ ТП, каналов связи	429,828
1.2	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Симферопольская – Белогорск на ПС 110 кВ Трудовое ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ВЛ 110 кВ – 2×1×2 км; АС-185	55,538
2	<i>Вариант № 2</i>		978,18
2.1	Реконструкция ПС 35 кВ Трудовое с заменой Т-1 и Т-2 6,3 МВА каждый на 2×16 МВА	Трансформатор 2×16 МВА; установка защит, АРНТ, АСУ ТП, каналов связи	154,4
2.2	Строительство ВЛ 35 кВ Восточная – Трудовое 2 цепь ориентировочной протяженностью 8 км	ВЛ 35 кВ – 8 км, АС-150; выключатель 35 кВ – 3 шт.; установка РЗА ВЛ и СВ	186,446
2.3	Реконструкция ПС 110 кВ Восточная с заменой Т-1 и Т-2 40 МВА каждый на 2×63 МВА	Трансформатор 2×63 МВА	266,403
2.4	Строительство ВЛ 35 кВ Трудовое – Донское 2 цепь ориентировочной протяженностью 6 км	ВЛ 35 кВ – 6 км, АС-120; выключатель 35 кВ – 2 шт.; установка РЗА ВЛ	129,506
2.5	Строительство ВЛ 35 кВ Донское – Зуя 2 цепь ориентировочной протяженностью 6 км	ВЛ 35 кВ – 6 км, АС-120; выключатель 35 кВ – 2 шт.; установка РЗА ВЛ	129,506
2.6	Реконструкция участка ВЛ 35 кВ Восточная – Трудовое с заменой провода АС-95 на АС-120 на участке ориентировочной протяженностью 8,2 км ¹⁾	ВЛ 35 кВ – 8,2 км, АС-120; Замена РЗА ВЛ	111,919 ¹⁾
3	<i>Вариант № 3</i>		1378,978
3.1	Реконструкция ПС 110 кВ Белогорск с заменой Т-1 25 МВА и Т-2 16 МВА на 2×63 МВА	Трансформатор 2×63 МВА; установка защит, АРНТ, АСУ ТП, каналов связи	355,091
3.2	Реконструкция схемы РУ 110 кВ Белогорск с приведением к типовой схеме и заменой масляных выключателей	Элегазовый выключатель 110 кВ – 6 шт.; АСУ ТП, РЗА, ПА	372,424
3.3	Реконструкция ВЛ 35 кВ Белогорск – Крым роза с отпайкой на ПС Межгорье с заменой провода на участке ориентировочной протяженностью 13,1 км, выполненного проводом марки АС-120/22 на провод марки не менее АС-150 ¹⁾	ВЛ 35 кВ – 13,1 км, АС-150; замена РЗА ВЛ	172,705 ¹⁾
3.4	Реконструкция ВЛ 35 кВ Восточное – Трудовое с отпайкой на ПС Донское с заменой провода на участке ориентировочной протяженностью 14,7 км, выполненного проводами марки АС-120/22 и АЖ-120 на провод марки не менее АС-150 ¹⁾	ВЛ 35 кВ – 14,7 км, АС-150; замена РЗА ВЛ	192,921 ¹⁾
3.5	Комплексная реконструкция РУ 35 кВ ПС 35 кВ Зуя для установки дополнительных двух выключателей для подключения БСК 2×5,1 Мвар ввиду отсутствия места с применением комплектного РУ 35 кВ	Модульное РУ 35 кВ с применением вакуумных выключателей – 9 шт.; АСУ ТП, каналы связи, РЗА, СОПТ, ОБР	274,71
3.6	Установка двух БСК номинальной мощностью 5,1 Мвар каждая	БСК – 2×5 Мвар	7,531

№ п/п	Наименование	Технические параметры	Стоимость объекта в ценах 1 кв. 2023 года, млн руб. с НДС
3.7	Установка РЗА, АРН вновь устанавливаемых БСК	РЗА, АРН	3,596

Примечание – ¹⁾ Реконструкция ВЛ включает в себя демонтаж существующих проводов и опор и последующий монтаж новых проводов и опор. Расчет составлен на основании Приказа Минэнерго России № 10 [3].

На основании вышеизложенного по критерию минимальных капитальных затрат для целей обеспечения надежного электроснабжения существующих и обеспечения возможности технологического присоединения перспективных потребителей рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 35 кВ Трудовое с переводом на напряжение 110 кВ, установкой на данной подстанции двух силовых трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и строительством заходов ВЛ 110 кВ Симферопольская – Белогорск ориентировочной протяженностью 2 км.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ГУП РК «Крымэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 35 кВ Вилино.

Согласно данным в таблицах 12, 13, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний внеочередной контрольный замер 2020 года и составила 5,45 МВА. В ПАР отключения Т-2(Т-4) загрузка оставшегося в работе трансформатора для Т-4(Т-2) составит 130 % от $S_{длн}$, что превышает $S_{длн}$ трансформаторов.

Коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +28,8 °С для Т-2 и Т-4 – 1,05.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,93 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,52 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 5,45 + 0,52 + 0 - 0 = 5,97 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 142 % от $S_{длн}$, что превышает $S_{длн}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 35 кВ Вилино ниже уровня $S_{длн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 35 кВ Вилино расчетный объем ГАО составит 1,64 МВт.

Согласно расчетам ГУП РК «Крымэнерго» для РБУ летнего максимума потребления мощности при ТНВ +35 °С на этапе 2023 года с учетом реализации договоров на технологическое присоединение в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 35 кВ Бахчисарай – Фурмановка возможно

превышение ДДТН ВЛ 35 кВ Бахчисарай – Альма с отпайкой на ПС Объект и ВЛ 35 кВ Альма – Отрадное, а также связанной с отключением ВЛ 35 кВ Бахчисарай – Альма с отпайкой на ПС Объект возможно превышение ДДТН ВЛ 35 кВ Бахчисарай – Фурмановка и ВЛ 35 кВ Фурмановка – Некрасовка. Кроме того, для РБУ летнего максимума потребления мощности при ТНВ +23 °С на этапе 2023 года с учетом реализации договоров на технологическое присоединение в двойной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 35 кВ Мекензиевы Горы – ПС-8 – ПС-13 (с включением В 35 Некрасовка на ПС 35 кВ ПС-9) и ВЛ 35 кВ Бахчисарай – Альма с отпайкой на ПС Объект (ВЛ 35 кВ Бахчисарай – Фурмановка) зафиксирована несходимость итерационного процесса расчета электроэнергетического режима, что свидетельствует о том, что реализации технических мероприятий по реконструкции транзита 35 кВ Бахчисарай – Альма – Отрадное, 35 кВ Бахчисарай – Фурмановка – Некрасовка с увеличением пропускной способности будет недостаточно. Для предотвращения ввода ГАО в ремонтных схемах и ПАР трансформаторного оборудования рассмотрены следующие варианты усиления сети 35–220 кВ:

Вариант № 1:

- реконструкция ПС 220 кВ Бахчисарай с заменой трансформатора 40 МВА на 63 МВА;
- замена МВ 110 Т-2 Бахчисарай на элегазовый выключатель;
- реконструкция ПС 110 кВ Мекензиевы Горы с заменой трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА;
- реконструкция ВЛ 35 кВ Бахчисарай – Альма с заменой участков проводов ориентировочной протяженностью 14,3 км;
- реконструкция ВЛ 35 кВ Альма – Отрадное с заменой участков проводов ориентировочной протяженностью 10,9 км;
- реконструкция ВЛ 35 кВ Бахчисарай – Фурмановка с заменой участков проводов ориентировочной протяженностью 12,98 км;
- реконструкция ВЛ 35 кВ Фурмановка – Некрасовка с заменой участков проводов ориентировочной протяженностью 5,7 км.

Вариант № 2:

- реконструкция ПС 35 кВ Вилино с переводом на напряжение 110 кВ в объеме – сооружение РУ 110 кВ с установкой 2 элегазовых выключателей 110 кВ, установка двух силовых трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью по 16 МВА взамен существующих трансформаторов 35/10 кВ Т-2 и Т-4 2×4 МВА;
- строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Николаевская – Жаворонки до ПС 110 кВ Вилино ориентировочной протяженностью 17 км.

Вариант № 3:

- реконструкция ПС 35 кВ Вилино с переводом на напряжение 110 кВ в объеме – сооружение РУ 110 кВ с установкой выключателя для подключения отпайки от ВЛ 110 кВ Николаевская – Жаворонки, установка силового трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА, установка трансформаторов Т-2 и Т-4 35/10 кВ мощностью по 6,3 МВА каждый взамен существующих трансформаторов 35/10 кВ Т-2 и Т-4 мощностью по 4 МВА, замена существующих масляных выключателей 35 кВ и 10 кВ Т-2 и Т-4 на вакуумные, расширение РУ 35 кВ с установкой 1 вакуумного выключателя для подключения трансформатора 110 кВ, расширение РУ 10 кВ с установкой 1 вакуумного выключателя для подключения трансформатора 110 кВ;

– строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Николаевская – Жаворонки до ПС 110 кВ Вилино ориентировочной протяженностью 17 км.

В таблице 16 приведено сравнение капитальных затрат на реализацию данных вариантов.

Таблица 16 – Капитальные затраты вариантов усиления сети 35–220 кВ

№ п/п	Наименование	Технические параметры	Стоимость объекта в ценах 1 кв. 2023 года, млн руб. с НДС
1	<i>Вариант № 1</i>		1223,285
1.1	Реконструкция ПС 220 кВ Бахчисарай с заменой трансформатора 40 МВА на 63 МВА	Выключатель 110 кВ – 1 шт., 1 комплект; трансформатор 1×63 МВА; установка защит, АРНТ, АСУ ТП, каналов связи	321,47
1.2	Реконструкция ПС 110 кВ Мекензиевы Горы с заменой трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА	Трансформатор 2×25 МВА; установка защит, АРНТ, АСУ ТП, каналов связи	279,938
1.3	Реконструкция ВЛ 35 кВ Бахчисарай – Альма с заменой участков проводов ориентировочной протяженностью 14,3 км ¹⁾	ВЛ 35 кВ – 14,3 км, АС-185	204,836 ¹⁾
1.4	Реконструкция ВЛ 35 кВ Альма – Отрадное с заменой участков проводов ориентировочной протяженностью 10,9 км ¹⁾	ВЛ 35 кВ – 10,9 км, АС-150	149,415 ¹⁾
1.5	Реконструкция ВЛ 35 кВ Бахчисарай – Фурмановка с заменой участков проводов ориентировочной протяженностью 12,98 км ¹⁾	ВЛ 35 кВ – 12,98 км, АС-185	173,024 ¹⁾
1.6	Реконструкция ВЛ 35 кВ Фурмановка – Некрасовка с заменой участков проводов ориентировочной протяженностью 5,7 км ¹⁾	ВЛ 35 кВ – 5,7 км, АС-150	94,602 ¹⁾
2	<i>Вариант № 2</i>		610,486
2.1	Реконструкция ПС 35 кВ Вилино с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью 4 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	Выключатель 110 кВ – 2 шт.; трансформатор 2×16 МВА; установка защит, АРНТ, АСУ ТП, каналов связи	374,449
2.2	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Жаворонки – Николаевская до ПС 110 кВ Вилино ориентировочной протяженностью 17 км	ВЛ 110 кВ – 17 км, АС-150	236,037
3	<i>Вариант № 3</i>		658,009
3.1	Реконструкция ПС 35 кВ Вилино с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, установкой трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА, заменой трансформаторов Т-1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью 4 МВА каждый на два трансформатора 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый	Выключатель 110 кВ – 1 шт.; выключатель 35 кВ – 3 шт.; выключатель 10 кВ – 3 шт.; трансформатор 110 кВ 1×16 МВА; трансформатор 35 кВ 2×6,3 МВА; установка защит, АРНТ, АСУ ТП, каналов связи	421,972
3.2	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Жаворонки – Николаевская до ПС 110 кВ Вилино ориентировочной протяженностью 17 км	ВЛ 110 кВ – 17 км, АС-150	236,037

Примечание – ¹⁾ Реконструкция ВЛ включает в себя демонтаж существующих проводов и опор и последующий монтаж новых проводов и опор. Расчет составлен на основании Приказа Минэнерго России № 10 [3].

На основании вышеизложенного по критерию минимальных капитальных затрат для целей обеспечения надежного электроснабжения существующих и обеспечения возможности технологического присоединения перспективных потребителей рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 35 кВ Вилино с переводом на напряжение 110 кВ, установкой на данной подстанции двух силовых трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый и строительством отпайки от ВЛ 110 кВ Николаевская – Жаворонки до ПС 110 кВ Вилино ориентировочной протяженностью 17 км.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ГУП РК «Крымэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 35 кВ Тарханкут.

Согласно расчетам ГУП РК «Крымэнерго» для РБУ летнего максимума потребления мощности при ТНВ +35 °С на этапе 2023 года с учетом реализации договоров на технологическое присоединение в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 35 кВ Дозорное – Новоульяновка (схемно-режимные мероприятия: – на ПС 35 кВ Тарханкут включен СВ 35) с учетом установки СКРМ – БСК установленной мощностью 7,6 Мвар на ПС 35 кВ Тарханкут и ПС 35 кВ Черноморская возможно превышение ДДТН ВЛ 35 кВ Дозорное – Вольное с отпайкой на ПС Глебовка, ВЛ 35 кВ Вольное – Медведево, ВЛ 35 кВ Медведево – Тарханкут с отпайкой на ПС Черноморское, а также недопустимое снижение уровней напряжения на ПС 35 кВ Черноморское, ПС 35 кВ Тарханкут, ПС 35 кВ Красносельское, ПС 35 кВ Новоульяновка и Тарханкутской ВЭС, а также связанной с отключением ВЛ 35 кВ Дозорное – Вольное с отпайкой на ПС Глебовка (схемно-режимные мероприятия: – на ПС 35 кВ Тарханкут включен СВ 35) с учетом установки БСК установленной мощностью 7,6 Мвар на ПС 35 кВ Черноморская возможно превышение ДДТН ВЛ 35 кВ Дозорное – Новоульяновка, ВЛ 35 кВ Новоульяновка – Тарханкут.

Для предотвращения ввода ГАО в ремонтных схемах разработаны варианты усиления сети. В таблице 17 приведено описание состава мероприятий по вариантам и сравнение капитальных затрат на реализацию данных вариантов.

Таблица 17 – Капитальные затраты вариантов усиления сети 35–110 кВ

№ п/п	Наименование	Технические параметры	Стоимость объекта в ценах 1 кв. 2023 года, млн руб. с НДС
1	<i>Вариант № 1</i>		1136,566
1.1	Реконструкция ПС 35 кВ Тарханкут с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	Выключатель 110 кВ – 2 шт.; трансформатор 2×16 МВА; установка защит, АРНТ, АСУ ТП, каналов связи	379,141
1.2	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Зимино – Нива до ПС 110 кВ Тарханкут ориентировочной протяженностью 47 км	Выключатель 110 кВ – 2 шт.; ВЛ 110 кВ – 47 км, АС-120	757,425
2	<i>Вариант № 2</i>		1444,733
2.1	Реконструкция ПС 110 кВ Дозорное с заменой трансформаторов 10 МВА и 16 МВА на 2×40 МВА	Выключатель 110 кВ – 2 шт.; выключатель 35 кВ – 2 шт.; выключатель 10 кВ – 2 шт.; трансформатор 2×40 МВА; установка защит, АРНТ, АСУ ТП, каналов связи	454,946
2.2	Строительство ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ Дозорное до ПС 35 кВ Тарханкут ориентировочной протяженностью 34 км	Выключатель 35 кВ – 2 шт.; ВЛ 35 кВ – 34 км, АС-120; АСУ ТП, каналы связи, РЗА ВЛ	504,912
2.3	Строительство ВЛ 35 кВ от ПС 35 кВ Глебовка до ПС 35 кВ Медведево ориентировочной протяженностью 14 км	Выключатель 35 кВ – 2 шт.; ВЛ 35 кВ – 14 км, АС-120; АСУ ТП, каналы связи, РЗА ВЛ	265,24
2.4	Комплексная реконструкция РУ 35 кВ ПС 35 кВ Красносельское для установки дополнительных двух выключателей для подключения БСК 2×5,1 Мвар ввиду отсутствия места с применением комплектного РУ 35 кВ	Модульное РУ 35 кВ с применением вакуумных выключателей – 7 шт.; АСУ ТП, каналы связи, РЗА, СОПТ, ОБР	210,425
2.5	Установка двух БСК номинальной мощностью 2,5 Мвар каждая	БСК – 2×2,5 Мвар	3,785
2.6	Установка РЗА, АРН вновь устанавливаемых БСК	РЗА, АРН	5,425
3	<i>Вариант № 3</i>		1541,744
3.1	Реконструкция ПС 110 кВ Дозорное с заменой трансформаторов 10 МВА и 16 МВА на 2×40 МВА	Трансформатор 2×40 МВА; установка защит, АРНТ, АСУ ТП, каналов связи	228,94
3.2	Реконструкция ВЛ 35 кВ Дозорное – Вольное с отпайкой на ПС Глебовка с заменой провода на участке ориентировочной протяженностью 7 км, выполненного проводами марки АС-120 и АС-70 на провод марки не менее АС-150 ¹⁾	ВЛ 35 кВ – 7 км, АС-150; замена РЗА ВЛ	96,304 ¹⁾
3.3	Реконструкция ВЛ 35 кВ Вольное – Медведево с заменой провода на участке ориентировочной протяженностью 10 км, выполненного проводами марки АСКП-120 и АС-120 на провод марки не менее АС-150 ¹⁾	ВЛ 35 кВ – 10 км, АС-150; замена РЗА ВЛ	133,536 ¹⁾
3.4	Реконструкция ВЛ 35 кВ Медведево – Черноморское с отпайкой на ПС Тарханкут с заменой провода на участке ориентировочной протяженностью 31,4 км, выполненного проводом марки АС-120 на провод марки не менее АС-150 ¹⁾	ВЛ 35 кВ – 31,4 км, АС-150; замена РЗА ВЛ	408,261 ¹⁾

№ п/п	Наименование	Технические параметры	Стоимость объекта в ценах 1 кв. 2023 года, млн руб. с НДС
3.5	Реконструкция ВЛ 35 кВ Дозорное – Новоульяновка с заменой провода на участке ориентировочной протяженностью 11,1 км, выполненного проводом марки АС-95 на провод марки не менее АС-150 ¹⁾	ВЛ 35 кВ – 11,1 км, АС-150; замена РЗА ВЛ	147,435 ¹⁾
3.6	Реконструкция ВЛ 35 кВ Новоульяновка – Тарханкут с заменой провода на участке ориентировочной протяженностью 22,3 км, выполненного проводом марки АС-120 на провод марки не менее АС-150 ¹⁾	ВЛ 35 кВ – 22,3 км, АС-150; замена РЗА ВЛ	288,947 ¹⁾
3.7	Реконструкция ВЛ 35 кВ Черноморское – Тарханкут с заменой провода на участке ориентировочной протяженностью 1,2 км, выполненного проводом марки АС-120 на провод марки не менее АС-150 ¹⁾	ВЛ 35 кВ – 1,2 км, АС-150; замена РЗА ВЛ	18,686 ¹⁾
3.8	Комплексная реконструкция РУ 35 кВ ПС 35 кВ Красносельское для установки дополнительных двух выключателей для подключения БСК 2×5,1 Мвар ввиду отсутствия места с применением комплектного РУ 35 кВ	Модульное РУ 35 кВ с применением вакуумных выключателей – 7 шт.; АСУ ТП, каналы связи, РЗА, СОПТ, ОБР	210,425
3.9	Установка двух БСК номинальной мощностью 5,1 Мвар каждая	БСК – 2×5,1 Мвар	3,785
3.10	Установка РЗА, АРН вновь устанавливаемых БСК	РЗА, АРН	5,425

Примечание – ¹⁾ Реконструкция ВЛ включает в себя демонтаж существующих проводов и опор и последующий монтаж новых проводов и опор. Расчет составлен на основании Приказа Минэнерго России № 10 [3].

На основании вышеизложенного по критерию минимальных капитальных затрат для целей обеспечения надежного электроснабжения существующих и обеспечения возможности технологического присоединения перспективных потребителей рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 35 кВ Тарханкут с переводом на напряжение 110 кВ, установкой на данной подстанции двух силовых трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый и строительством ЛЭП 110 кВ от ПС 35 кВ Тарханкут до пересечения с ВЛ 110 кВ Зимино – Нива ориентировочной протяженностью 47 км.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ГУП РК «Крымэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

Реконструкция ВЛ 110 кВ Старый Крым – Судак с отпайками и ВЛ 110 кВ Алушта – Лучистое с заменой проводов АС-95 и М-70 соответственно на провод с большей длительной допустимой токовой нагрузкой.

ГУП РК «Крымэнерго» приведено следующее обоснование.

С целью разгрузки ВЛ 110 кВ Старый Крым – Судак с отпайками отсутствует возможность длительного перевода нагрузки с ПС 110 кВ Судак, ПС 110 кВ Весёлое, ПС 110 кВ Морское, ПС 110 кВ Приветное, ПС 110 кВ Малореченское, ПС 110 кВ Лучистое на смежные центры питания по распределительной сети.

По результатам расчетов электроэнергетических режимов выявлены следующие СРС, в которых необходим ввод ГВО:

– транзитный участок существующей ВЛ 110 кВ Старый Крым – Судак с отпайками выполнен проводами АС-95/16 (11,89 км) и АС-120/19 (16,71 км). Длительная допустимая токовая нагрузка провода АС-95/16 при ТНВ +35 °С составляет 290,4 А.

В единичной ремонтной схеме с отключенной ВЛ 110 кВ Алушта – Лучистое в период летних максимальных нагрузок 2024 года при ТНВ +35 °С загрузка существующей ВЛ 110 кВ Старый Крым – Судак с отпайками составит 63,4 - j 3 / 331 А (114 % от $I_{\text{доп}}$), что является недопустимым. Для ликвидации перегрузки указанной ВЛ требуется ввод ГВО в объеме ориентировочно до 9 МВт. При этом, с учетом прогнозного роста нагрузок в данном энергоузле, объем ГВО также будет увеличен.

Схемно-режимные мероприятия для недопущения ввода ГВО: отсутствуют.

Для исключения ввода ГВО необходимо выполнить реконструкцию ВЛ 110 кВ Старый Крым – Судак с отпайками с заменой участка, выполненного проводом марки АС-95/16 (11,887 км), на провод с большей длительно допустимой токовой нагрузкой (например, провод АС-120/19) и организацию (пересмотр) схемы плавки гололеда на данной ВЛ;

– ВЛ 110 кВ Алушта – Лучистое выполнена проводами марок М-120 (0,66 км), АС-185 (6,82 км), АСК-120 (5,71 км), М-70 (0,48 км). Длительная допустимая токовая нагрузка провода М-70 при ТНВ +35 °С составляет 296,56 А.

В единичной ремонтной схеме с отключенной ВЛ 110 кВ Старый Крым – Судак с отпайками в период летних максимальных нагрузок 2024 года при ТНВ +35 °С загрузка существующей ВЛ 110 кВ Алушта – Лучистое составит 60,8 - j 0,3 / 334 А (113 % от $I_{\text{доп}}$), что является недопустимым.

Схемно-режимные мероприятия для недопущения ввода ГВО: отсутствуют.

Устранение указанного перегруза достигается путем выполнения реконструкции ВЛ 110 кВ Алушта – Лучистое с заменой участка, выполненного проводом марки М-70 (0,48 км), на провод с большей длительно допустимой токовой нагрузкой (например, проводом АС-120/19).

Проверка расчетов, выполненных ГУП РК «Крымэнерго» на РМ, представленных для обоснования, показала отсутствие сходимости итерационного процесса расчета электроэнергетических режимов по критерию недопустимого снижения напряжения.

По имеющимся данным Черноморского РДУ по нагрузкам в рассматриваемом энергорайоне ситуация складывается с неподтверждением необходимости мероприятия. Результаты расчетов по данным Черноморского РДУ показали отсутствие необходимости выполнения реконструкции ВЛ 110 кВ Старый Крым – Судак с отпайками и ВЛ 110 кВ Алушта – Лучистое.

В режиме после аварийного отключения из нормальной схемы ВЛ 110 кВ Алушта – Лучистое в период летних максимальных нагрузок на расчетный период 2029 года при температуре ПЭВТ токовая загрузка ВЛ 110 кВ Старый Крым – Судак с отпайками составит 313 А (108 % ДДТН) в случае отставания реализации этапов 20–24 строительства транзита 110 кВ Севастопольская – Ялта – Лучистое в двухцепном исполнении. При этом, в случае успешной реализации данного строительства в режиме после аварийного отключения из нормальной схемы ВЛ 110 кВ Лучистое – Малореченское в период летних максимальных нагрузок на расчетный период 2029 года при температуре ПЭВТ токовая загрузка ВЛ 110 кВ

Старый Крым – Судак с отпайками составит 266 А (91,6 % ДДТН). В режиме после аварийного отключения из нормальной схемы ВЛ 110 кВ Старый Крым – Судак с отпайками в период летних максимальных нагрузок на расчетный период 2029 года при температуре ПЭВТ токовая загрузка ВЛ 110 кВ Алушта – Лучистое составит 318 А (107 % ДДТН) в случае отставания реализации этапов 20–24 строительства транзита 110 кВ Севастопольская – Ялта – Лучистое в двухцепном исполнении. При этом, в случае успешной реализации данного строительства в режиме после аварийного отключения из нормальной схемы ВЛ 110 кВ Старый Крым – Судак с отпайками в период летних максимальных нагрузок на расчетный период 2029 года при температуре ПЭВТ токовая загрузка ВЛ 110 кВ Лучистое – Малореченское составит 269 А (78 % ДДТН).

Таким образом, необходимость реконструкции ВЛ 110 кВ Старый Крым – Судак с отпайками и ВЛ 110 кВ Алушта – Лучистое с заменой проводов АС-95 и М-70 соответственно на провод с большей длительной допустимой токовой нагрузкой не подтверждается в связи с тем, что предоставленная ГУП РК «Крымэнерго» в обосновывающих материалах информация не соответствует данным АО «СО ЕЭС».

2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям

Предложения сетевых организаций по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям на территории Республики Крым, отсутствуют.

2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

ПС 220 кВ Марьяновка.

Согласно данным контрольных замеров 2018–2022 годов, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 31,7 МВА. В ПАР после отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 139 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора. В ПАР после отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 69 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} +1,1^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,142.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,89 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,19 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 31,7 + 0,19 + 0 - 0 = 31,89 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 140 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора. В ПАР после отключения Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит до 70 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 220 кВ Марьяновка ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 220 кВ Марьяновка расчетный объем ГАО составит 8,40 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 31,89 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

Силовой трансформатор Т-2 ПС 220 кВ Марьяновка дефектный и подлежит отключению от сети.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-2 и Т-4 мощностью по 20 МВА каждый на один трансформатор мощностью 40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети».

Необходимый год реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 220 кВ Феодосийская.

Согласно данным контрольных замеров 2018–2022 годов, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 32,21 МВА. В ПАР после отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 136 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора. В ПАР после отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 68 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 1,4$ °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,140

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1,29 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,70 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 2,84 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 32,21 + 2,84 + 0 - 1,29 = 33,76 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР после отключения Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 148 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора. В ПАР после отключения Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит до 74 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 220 кВ Феодосийская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 220 кВ Феодосийская расчетный объем ГАО составит 10,17 МВт.

Разгрузка Т-2 путем перевода питания 1С 6 кВ от АТ-3 в нормальной схеме является технически невыполнимой задачей из-за невозможности одновременно обеспечить уровни напряжения на 1С 6 кВ и на 2СШ 110 кВ в допустимых пределах по причине ограниченных возможностей регулирования напряжения на РПН АТ-3.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 33,76 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 мощностью 20 МВА на трансформатор мощностью 40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети».

Необходимый год реализации мероприятия – 2023 год.

Мероприятия, предусмотренные комплексной программой по развитию магистральной инфраструктуры.

В соответствии с решениями распоряжения Правительства РФ от 24.06.2023 № 1653-р предусмотрены следующие мероприятия:

- строительство ПС 220 кВ Газовая с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА;

- строительство заходов КВЛ 220 кВ Тамань-Кафа №3 на ПС 220 кВ Газовая ориентировочной протяженностью 2 км каждый;

- строительство заходов ВЛ 110 кВ Керченская – Ленино с отпайкой на ПС Компрессорная на ПС 220 кВ Газовая ориентировочной протяженностью 0,6 км каждый;

- реконструкция ВЛ 110 кВ Керченская – Ленино с отпайкой на ПС Компрессорная с выполнением перезавода на ПС 220 кВ Газовая с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 0,5 км и образованием ВЛ 110 кВ Газовая – Компрессорная.

Организации, ответственные за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети» (по строительству заходов КВЛ 220 кВ), АО «Крымэнерго» (по строительству ПС 220 кВ), ГУП РК «Крымэнерго» (по строительству и реконструкции ВЛ 110 кВ).

Необходимый год реализации мероприятия – 2027 год.

2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям

Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности

технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям, приведен в 4.2

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы

3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности

В таблице 18 приведены данные о планируемых к вводу мощностей основных потребителей на территории Республики Крым, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 18 – Перечень планируемых к вводу потребителей на территории Республики Крым

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
	Цементный завод	ООО «Альтцем»	0,0	43,7	110	2023	ПС 220 кВ Камыш-Бурун
	Тепличный комплекс	ООО ТК «Белогор- ский»	8,1	21,9	10	2024	ПС 110 кВ Белогорск
	Жилой комплекс в г. Симферополе	ООО СЗ «Квартал 5.8»	0,0	30,3	10	2023–2024	ПС 110 кВ Северная
	Производство прочих готовых изделий	ГКУ «Инвестстрой Республики Крым»	0,0	20,9	220	2025	ПС 220 кВ Промышленная
	Добыча нефти и природного газа	ГУП РК «Черномор- нефтегаз»	8,0	7,0	110	2023 2027	ПС 110 кВ Ленино ПС 110 кВ Керченская ПС 220 кВ Газовая
	Комплексное освоение территории у Мойнакского озера г. Евпатория	ООО «СЗ «СДК»	0,0	10,6	10	2026	ПС 110 кВ Мойнаки

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя с выделением данных по Республике Крым на период 2024–2029 годов, представлен в таблице 19.

Таблица 19 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя с выделением данных по Республике Крым

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
<i>Энергосистема Республики Крым и г. Севастополя</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	9163	9468	9961	10178	10302	10394	10398
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	305	493	217	124	92	4
Годовой темп прироста, %	–	3,33	5,21	2,18	1,22	0,89	0,04
<i>Республика Крым</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	7406	7669	8092	8269	8369	8432	8420
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	263	423	177	100	63	-12
Годовой темп прироста, %	–	3,55	5,52	2,19	1,21	0,75	-0,14
Доля потребления электрической энергии Республики Крым в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя, %	80,8	81,0	81,2	81,2	81,2	81,1	81,0

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя прогнозируется на уровне 10398 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,31 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя прогнозируется в 2025 году и составит 493 млн кВт·ч или 5,21 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 4 млн кВт·ч или 0,04 %.

Потребление электрической энергии по территории Республики Крым прогнозируется на уровне 8420 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,43 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по территории Республики Крым прогнозируется в 2025 году и составит 423 млн кВт·ч или 5,52 %. Снижение потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 12 млн кВт·ч или 0,14 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии по территории Республики Крым учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 18.

Изменение динамики потребления электрической энергии по территории Республики Крым и годовые темпы прироста представлены на рисунке 4.

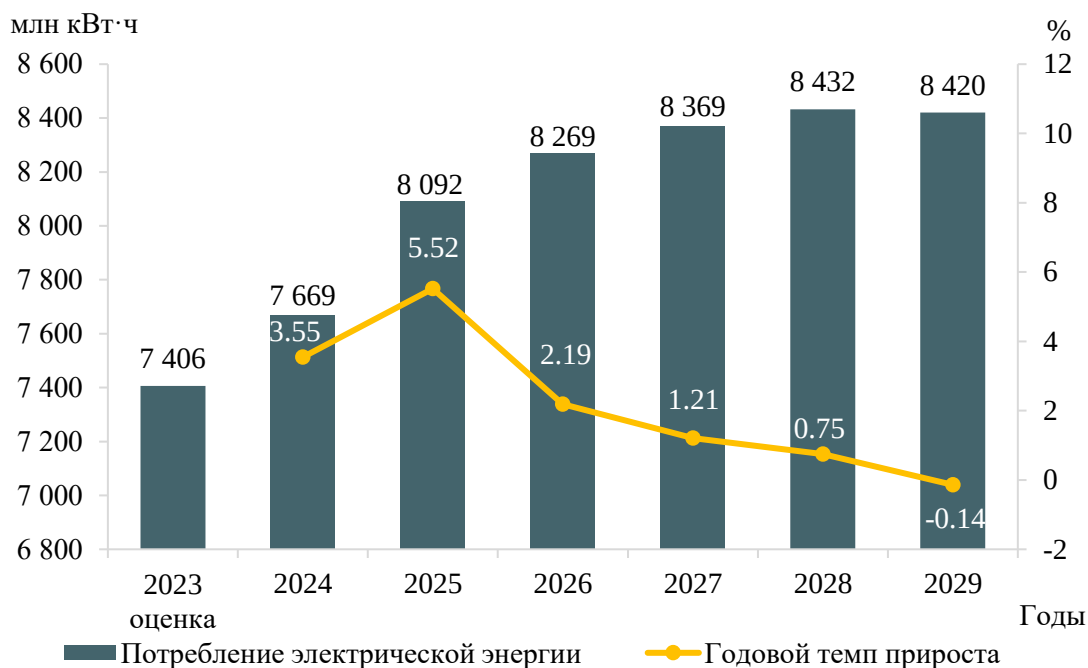


Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии по территории Республики Крым и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии Республики Крым обусловлена следующими основными факторами:

- вводом цементного завода ООО «Альтцем»;
- развитием социальных объектов и туристической инфраструктуры.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя в целом, в том числе по Республике Крым, на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 20.

Таблица 20 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя с выделением данных по Республике Крым

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
<i>Энергосистема Республики Крым и г. Севастополя</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	1707	1800	1828	1847	1853	1858	1864
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	93	28	19	6	5	6
Годовой темп прироста, %	–	5,45	1,56	1,04	0,32	0,27	0,32
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5368	5260	5449	5511	5560	5594	5578

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
<i>Республика Крым</i>							
Потребление мощности (совмещенное) на час максимума энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, МВт	1362	1441	1465	1479	1481	1481	1483
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	79	24	14	2	0	2
Годовой темп прироста, %	–	5,80	1,67	0,96	0,14	0,00	0,14
Доля потребления мощности Республики Крым в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя, %	79,8	80,1	80,1	80,1	79,9	79,7	79,6
Число часов использования потребления мощности, ч/год	5438	5322	5524	5591	5651	5693	5678

Потребление мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя к 2029 году прогнозируется на уровне 1864 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,00 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 93 МВт или 5,45 %, наименьший годовой прирост ожидается в 2028 году и составит 5 МВт или 0,27 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период в целом останется разуплотненным, но к 2029 году будет иметь тенденцию к уплотнению. Число часов использования максимума прогнозируется на уровне 5578 ч/год в 2029 году против 5260 ч/год в 2024 году. Уплотнение годового режима обусловлено вводом потребителей промышленного производства.

Потребление мощности Республики Крым к 2029 году прогнозируется на уровне 1483 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,52 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 79 МВт или 5,80 %, что обусловлено планируемым вводом мощностей ООО «Альтцем», тепличного комплекса «Белгородский»; в 2028 году годовой прирост мощности не планируется.

Доля Республики Крым в общем потреблении мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя прогнозируется в диапазоне 80,1–79,6 %.

Годовой режим потребления электрической мощности Республики Крым в прогнозный период останется достаточно разуплотненным. Однако, число часов использования потребления мощности к 2029 году увеличится до 5678 ч/год против 5322 ч/год в 2024 году.

В целом годовой режим потребления электрической мощности Республики Крым более плотный, чем годовой режим энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя в целом.

Динамика изменения потребления мощности Республики Крым и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.

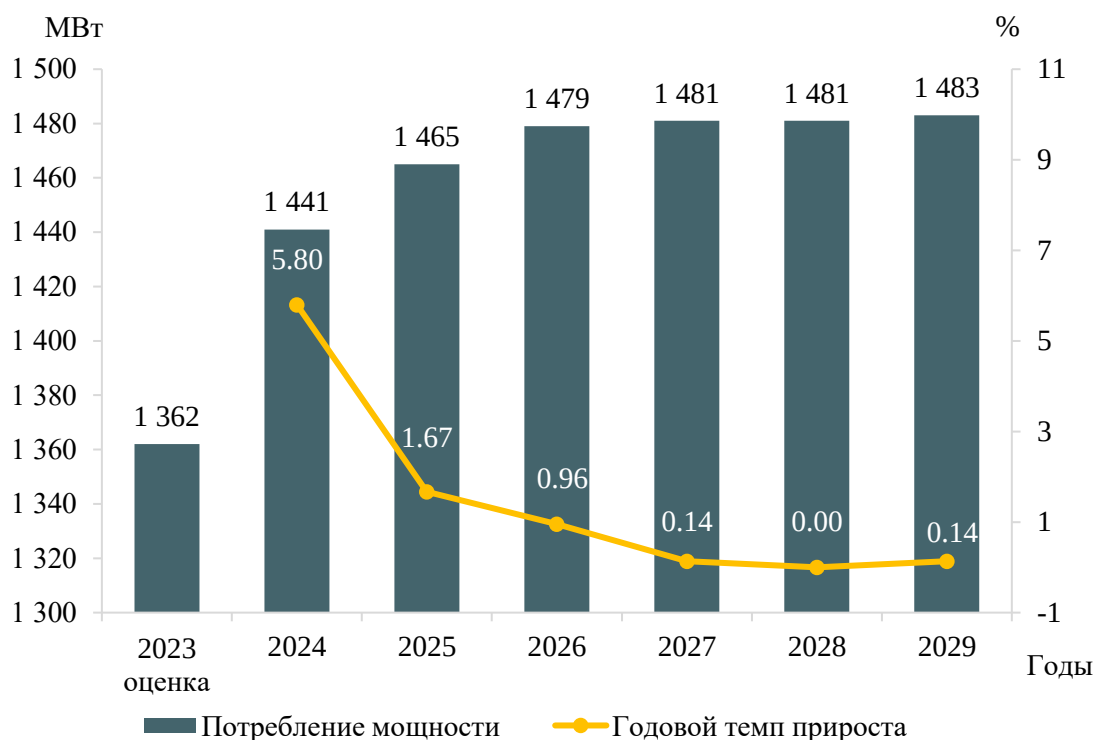


Рисунок 5 – Прогноз потребления мощности Республики Крым и годовые темпы прироста

3.4 Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым, в 2023 году составляют 33,4 МВт, в период 2024–2029 годов – 24,0 МВт.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым, в 2023 году и в период 2024–2029 годов представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Структура выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	Всего за 2024– 2029 гг.
Всего	33,4	24,0	–	–	–	–	–	24,0
ТЭС	33,4	24,0	–	–	–	–	–	24,0

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым, в 2029 году составит 1384,9 МВт. К 2029 году структура генерирующих мощностей не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым, представлена в таблице 22. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым, представлена на рисунке 6.

Таблица 22 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Всего	1408,9	1384,9	1384,9	1384,9	1384,9	1384,9	1384,9
ТЭС	1023,3	999,3	999,3	999,3	999,3	999,3	999,3
ВИЭ – всего	385,5	385,5	385,5	385,5	385,5	385,5	385,5
ВЭС	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6
СЭС	297,0	297,0	297,0	297,0	297,0	297,0	297,0

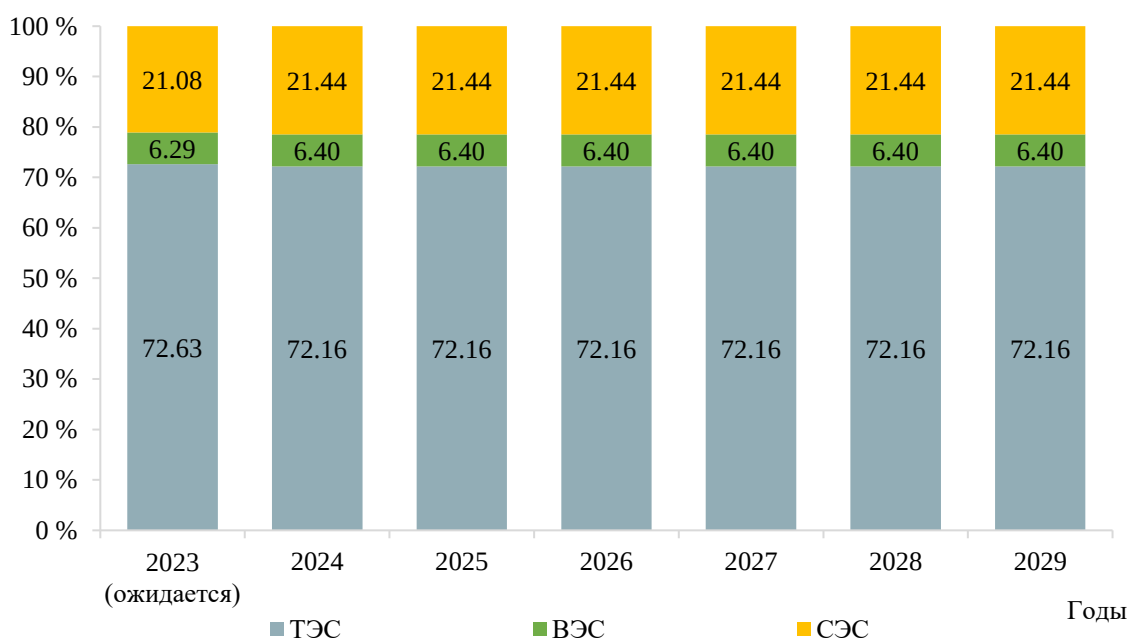


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым

Перечень действующих электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) приведен в приложении А.

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы

4.1 Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 23.

Таблица 23 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС ПС-10 и ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС ПС-10 на участке от ПС 330 кВ Севастополь до ПС 110 кВ ПС-10 с реконструкцией ПС 330 кВ Севастополь для подключения новых ЛЭП 110 кВ (без вывода из работы существующих ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10 и ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10)	АО «Крымэнерго»	110	км	2×23,23	–	–	–	–	–	–	46,46	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС ПС-10 с заходом на ПС 110 кВ Заря и ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС ПС-10 на участке от ПС 110 кВ ПС-10 до ПС 110 кВ Заря с переводом электроснабжения ПС 110 кВ ПС-10 от ВЛ 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС-10 и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10	АО «Крымэнерго»	110	км	2×25,525	–	–	–	–	–	–	51,05	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
		АО «Крымэнерго»	110	км	2×0,204	–	–	–	–	–	–	0,408	
3	Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС ПС-10 с заходом на ПС 110 кВ Алупка и ЛЭП 110 кВ Гаспра – Заря на участке от ПС 110 кВ Заря до ПС 110 кВ Алупка с заходами на ПС 110 кВ Заря с переводом электроснабжения ПС 110 кВ ПС-10 от ВЛ 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС 110 кВ ПС-10, демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Алупка – Заря и выводом из работы существующей ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10	АО «Крымэнерго»	110	км	2×10,705	–	–	–	–	–	–	21,41	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Строительство ЛЭП 110 кВ Гаспра – Заря с заходом на ПС 110 кВ Гаспра и ЛЭП 110 кВ Алупка – Ялта на участке от ПС 110 кВ Алупка до ПС 110 кВ Гаспра с заходом на ПС 110 кВ Алупка и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Гаспра – Алупка	АО «Крымэнерго»	110	км	2×7,45	–	–	–	–	–	–	14,9	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	Строительство ЛЭП 110 кВ Алупка – Ялта с заходом на ПС 110 кВ Ялта и ЛЭП 110 кВ Гаспра – Дарсан на участке от ПС 110 кВ Гаспра до ПС 110 кВ Ялта с заходом на ПС 110 кВ Гаспра и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Ялта – Гаспра	АО «Крымэнерго»	110	км	8,73	–	–	–	–	–	–	8,73	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
		АО «Крымэнерго»	110	км	7,49	–	–	–	–	–	–	7,49	
6	Реконструкция ВЛ 110 кВ Симферопольская – Ялта с заходом на ПС 110 кВ Дарсан с образованием ВЛ 110 кВ Симферопольская – Дарсан и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Симферопольская – Ялта на участке от ПС 110 кВ Дарсан до ПС 110 кВ Ялта	АО «Крымэнерго»	110	км	0,3	–	–	–	–	–	–	0,3	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
7	Строительство ЛЭП 110 кВ Гаспра – Дарсан с заходом на ПС 110 кВ Дарсан и ЛЭП 110 кВ Дарсан – Ялта с заходами на ПС 110 кВ Ялта и ПС 110 кВ Дарсан и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Ялта – Дарсан	АО «Крымэнерго»	110	км	5,255	–	–	–	–	–	–	5,255	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
		АО «Крымэнерго»	110	км	3,205	–	–	–	–	–	–	3,205	
8	Строительство ЛЭП 110 кВ Дарсан – Массандра с заходом на ПС 110 кВ Дарсан и ПС 110 кВ Массандра и ЛЭП 110 кВ Гурзуф – Дарсан на участке от ПС 110 кВ Дарсан до ПС 110 кВ Массандра с заходом на ПС 110 кВ Дарсан и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Массандра – Дарсан	АО «Крымэнерго»	110	км	2×7,655	–	–	–	–	–	–	15,31	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
9	Строительство ЛЭП 110 кВ Гурзуф – Дарсан с заходом на ПС 110 кВ Гурзуф и ЛЭП 110 кВ Артек – Массандра на участке от ПС 110 кВ Массандра до ПС 110 кВ Гурзуф с заходом на ПС 110 кВ Массандра и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Гурзуф – Массандра	АО «Крымэнерго»	110	км	2×9,506	–	–	–	–	–	–	19,012	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
10	Строительство ЛЭП 110 кВ Артек – Массандра с заходом на ПС 110 кВ Артек и ЛЭП 110 кВ Гурзуф – Шарха на участке от ПС 110 кВ Гурзуф до ПС 110 кВ Артек с заходом на ПС 110 кВ Гурзуф и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Артек – Гурзуф	АО «Крымэнерго»	110	км	3,505	–	–	–	–	–	–	3,505	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
		АО «Крымэнерго»	110	км	3,288	–	–	–	–	–	–	3,288	

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023– 2029 гг.	Основное назначение
11	Строительство ЛЭП 110 кВ Гурзуф – Шарха с заходом на ПС 110 кВ Шарха и ЛЭП 110 кВ Алушта – Артек на участке от ПС 110 кВ Артек до ПС 110 кВ Шарха с заходом на ПС 110 кВ Артек и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Шарха – Артек	АО «Крымэнерго»	110	км	2×8,02	–	–	–	–	–	–	16,04	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
12	Строительство ЛЭП 110 кВ Алушта – Артек с заходом на ПС 110 кВ Алушта и ЛЭП 110 кВ Лучистое – Шарха на участке от ПС 110 кВ Шарха до ПС 110 кВ Алушта с заходом на ПС 110 кВ Шарха и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Алушта – Шарха	АО «Крымэнерго»	110	км	10,746	–	–	–	–	–	–	10,746	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
		АО «Крымэнерго»	110	км	8,108	–	–	–	–	–	–	8,108	
13	Реконструкция ВЛ 110 кВ Алушта – Аянская с отпайкой на ПС Перевальное с устройством захода данной ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Лучистое и строительство ЛЭП 110 кВ Лучистое – Шарха на участке от ПС 110 кВ Алушта до ПС 110 кВ Лучистое с заходом на ПС 110 кВ Лучистое	АО «Крымэнерго»	110	км	5,653	–	–	–	–	–	–	5,653	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
		АО «Крымэнерго»	110	км	8,269	–	–	–	–	–	–	8,269	
14	Строительство ЛЭП 110 кВ Алушта – Лучистое с демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Алушта – Лучистое	АО «Крымэнерго»	110	км	10,287	–	–	–	–	–	–	10,287	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
15	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Феодосийская – Старый Крым с отпайками на ПС 220 кВ Кафа ориентировочной протяженностью 6,5 км каждый	АО «Крымэнерго»	110	км	2×6,5	–	–	–	–	–	–	13	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
16	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Феодосийская – Восход с отпайками на ПС 220 кВ Кафа ориентировочной протяженностью 6,3 км каждый	АО «Крымэнерго»	110	км	2×6,3	–	–	–	–	–	–	12,6	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
17	Реконструкция ВЛ 110 кВ Феодосийская – Старый Крым с отпайками ориентировочной протяженностью 22,335 км с увеличением пропускной способности	АО «Крымэнерго»	110	км	22,335	–	–	–	–	–	–	22,335	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
18	Реконструкция ВЛ 110 кВ Феодосийская – Восход с отпайками ориентировочной протяженностью 4,135 км с увеличением пропускной способности	АО «Крымэнерго»	110	км	4,135	–	–	–	–	–	–	4,135	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

4.2 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Республики Крым

В таблице 24 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Республики Крым.

Таблица 24 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Республики Крым

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Реконструкция ПС 110 кВ Лучистое с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый ¹⁾	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Специализированный застройщик «Лучистое»	ООО «Специализированный застройщик «Лучистое»	–	1,488
2	Реконструкция ПС 110 кВ Артек с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый ¹⁾	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ФГБОУ МДЦ «Артек»	ФГБОУ МДЦ «Артек»	11,523	4,802
3	Реконструкция ПС 110 кВ Евпатория с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ мощностью 10 МВА, Т-2 110/35/10 кВ мощностью 15 МВА, Т-3 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый ¹⁾	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Специализированный застройщик «Квартал 5,8»	ООО «Специализированный застройщик «Квартал 5,8»	2,266	0,534
4	Реконструкция ПС 110 кВ Евпатория с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ мощностью 10 МВА, Т-2 110/35/10 кВ мощностью 15 МВА, Т-3 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый ¹⁾	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ГКУ «ИНВЕСТСТРОЙ РЕСПУБЛИКИ КРЫМ», ООО «СЗ «Мой мир»	ГКУ «ИНВЕСТСТРОЙ РЕСПУБЛИКИ КРЫМ»	1,909	1,043
5	Реконструкция ПС 110 кВ Мойнаки с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый ¹⁾	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126		ООО«СЗ «Мой мир»	–	0,700
6	Реконструкция ПС 110 кВ Мойнаки с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый ¹⁾	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «КАЕЦ», ООО «Ривьера», ООО «СЗ «Соцпромстрой-Дрим», ООО «Про-Сервис», ООО «Берекет», физ. лица	ООО «КАЕЦ»	–	1,730
														ООО «Ривьера»	–	4,310
														ООО «СЗ «Соцпромстрой-Дрим»	–	0,885
														ООО «ПроСервис»	–	2,000
														ООО «Берекет»	–	1,650
														Физ. лицо	–	0,900
7	Реконструкция ПС 110 кВ Марьино с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый ¹⁾	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ФГАОУ ВО «Крымский федеральный университет им. В.И. Вернадского»	ФГАОУ ВО «Крымский федеральный университет им. В.И. Вернадского»	–	1,110
8	Реконструкция ПС 110 кВ Набережная с заменой	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей	ООО «ГАРАНТ-ГВ»	–	0,800

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
	трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый ¹⁾												ООО «ГАРАНТ-ГВ», ГКУ РК «Инвестиционно-строительное управление Республики Крым», ООО «СЗ «Омега Салгир»	ГКУ РК «Инвестиционно-строительное управление Республики Крым»	–	1,210	
														ООО «СЗ «Омега Салгир»	0,300	0,900	
9	Реконструкция ПС 110 кВ Белогорск с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА, Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый ¹⁾	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СЗ Горки Парк», ООО «Усадьба Белогорье»	ООО «СЗ Горки Парк»	–	3,110	
														ООО «Усадьба Белогорье»	–	1,000	
10	Реконструкция ПС 110 кВ Целимберная с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 10 МВА ¹⁾	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	Обеспечение технологического присоединения потребителя ИП Быковский Михаил Дмитриевич	ИП Быковский Михаил Дмитриевич	0,669	2,000	
11	Реконструкция ПС 110 кВ Коктебель заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА ¹⁾	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	–	1×25	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «СЗ ДК СКГ»	ООО «СЗ ДК СКГ»	–	1,426	
12	Реконструкция ПС 110 кВ Восточная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый ¹⁾	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Крымский газобетонный завод», ООО «Индустрия развития»	ООО «Крымский газобетонный завод»	0,800	0,900	
														ООО «Индустрия развития»	0,130	0,670	
13	Реконструкция ПС 110 кВ Фотон с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 15 МВА, Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый ¹⁾	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Девелопментская Компания «Капитал», ООО «СЗ «Новый город»	ООО «Девелопментская Компания «Капитал»	–	3,000	
														ООО «СЗ «Новый город»	–	3,500	
14	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Кубанская – Белогорск на ПС 110 кВ Северная ориентировочной протяженностью 2,68 км каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	–	2×2,68	–	–	–	–	–	5,36	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СЗ «Квартал 5.8», ООО «СЗ «РОЗА СЕВЕР», ООО «СЗ «Элиф»	ООО «СЗ «Квартал 5.8»	–	1,600	
														ООО «СЗ «РОЗА СЕВЕР»	–	2,000	
	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Белогорск – Северная на ПС 330 кВ Симферопольская ориентировочной протяженностью 15,411 км каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	–	2×15,411	–	–	–	–	–	30,822		ООО «Элиф»	–	1,500	
														ООО «СЗ «Квартал 5.8»	–	30,285	
15	Реконструкция ПС 110 кВ Холодильник с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА и установкой второго трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА ¹⁾	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Инвестстройпроект», физ. лица	ООО «Инвестстройпроект»	–	2,233	
														Физ. лицо	–	0,790	

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
16	Строительство ПС 110 кВ Юнга с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ГУП РК «СЗ «ДК «СКГ»	ГУП РК «СЗ «ДК «СКГ»	–	8,782
17	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Старый Крым – Коктебель на ПС 110 кВ Юнга ориентировочной протяженностью 8 км с образованием ВЛ 110 кВ Старый Крым – Юнга с отпайкой на ПС Коктебель	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	–	8,0	–	–	–	–	–	8,0				
18	Реконструкция ВЛ 110 кВ Старый Крым – Юнга с отпайкой на ПС Коктебель с заменой провода на участке от ПС 110 кВ Старый Крым до места подключения отпайки ориентировочной протяженностью 9,539 км	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	–	9,539	–	–	–	–	–	9,539				
19	Строительство ЛЭП 110 кВ Кафа – Юнга ориентировочной протяженностью 8 км	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	–	8,0	–	–	–	–	–	8,0				
20	Строительство ПС 220 кВ Промышленная с двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	220	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ГКУ РК «Инвестиционно-строительное управление Республики Крым» (Индустриальный парк «Бахчисарай»)	ГКУ РК «Инвестиционно-строительное управление Республики Крым» (Индустриальный парк «Бахчисарай»)	–	20,934
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Симферопольская – Бахчисарай на ПС 220 кВ Промышленная ориентировочной протяженностью 1 км каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	220	км	–	–	2×1	–	–	–	–	2				
21	Реконструкция ПС 110 кВ Белогорск с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА, Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Тепличный комбинат «Белогорский»	ООО «Тепличный комбинат «Белогорский»	8,1	21,9
22	Строительство ПС 110 кВ Юнга с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50				
23	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Старый Крым – Коктебель на ПС 110 кВ Юнга ориентировочной протяженностью 8 км с образованием ВЛ 110 кВ Старый Крым – Юнга с отпайкой на ПС Коктебель	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	–	8,0	–	–	–	–	–	8,0				
24	Реконструкция ВЛ 110 кВ Старый Крым – Юнга с отпайкой на ПС Коктебель с заменой провода на участке от ПС 110 кВ Старый Крым до места подключения отпайки ориентировочной протяженностью 9,539 км	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	–	9,539	–	–	–	–	–	9,539				
25	Строительство ЛЭП 110 кВ Кафа – Юнга ориентировочной протяженностью 8 км	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	–	8,0	–	–	–	–	–	8,0				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
26	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Феодосийская – Старый Крым с отпайками на ПС 220 кВ Кафа ориентировочной протяженностью 6,5 км каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	2×6,5	–	–	–	–	–	–	13				
27	Строительство ПС 110 кВ ГПП Альтцем с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 35 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×35	–	–	–	–	–	–	70	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Альтцем»	ООО «Альтцем»	–	43,734
28	Строительство ЛЭП 110 кВ Камыш-Бурун – ГПП Альтцем №1, 2 ориентировочной протяженностью 1 км каждая	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	2×1	–	–	–	–	–	–	2				
29	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Феодосийская – Старый Крым с отпайками на ПС 220 кВ Кафа ориентировочной протяженностью 6,5 км каждый и заходов ВЛ 110 кВ Феодосийская – Восход с отпайками на ПС 220 кВ Кафа ориентировочной протяженностью 6,3 км каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	2×6,5	–	–	–	–	–	–	13				
		ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	2×6,3	–	–	–	–	–	–	12,6				
30	Реконструкция ПС 110 кВ Мойнаки с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	–	–	–	2×63	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Специализированный застройщик «Симферопольская Девелоперская компания», ООО «СЗ «Славянский дом»	ООО «Специализированный застройщик «Симферопольская Девелоперская компания»	–	10,633
31	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Мойнаки-Евпатория на ПС 330 кВ Западно-Крымская ориентировочной протяженностью 26 км каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	–	–	–	2×26	–	–	–	52		ООО «СЗ «Славянский дом»	–	6,705
32	Строительство ПС 220 кВ Газовая с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА	АО «Крымэнерго»	220	МВА	–	–	–	–	1×125	–	–	125	Обеспечение технологического присоединения потребителя ГУП РК «Черноморнефтегаз»	ГУП РК «Черноморнефтегаз»	8	7
33	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Тамань-Кафа №3 на ПС 220 кВ Газовая ориентировочной протяженностью 2 км каждый	АО «Крымэнерго»	220	км	–	–	–	–	2×2	–	–	4				
34	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Керченская – Ленино с отпайкой на ПС Компрессорная на ПС 220 кВ Газовая ориентировочной протяженностью 0,6 км каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	–	–	–	–	2×0,6	–	–	1,2				
35	Реконструкция ВЛ 110 кВ Керченская – Ленино с отпайкой на ПС Компрессорная с выполнением перезавода на ПС 220 кВ Газовая с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 0,5 км и образованием ВЛ 110 кВ Газовая – Компрессорная	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	–	–	–	–	0,5	–	–	0,5				

Примечание – ¹⁾ В технических условиях на технологическое присоединение указана необходимость замены существующих трансформаторов на трансформаторы большей мощности. Мощность устанавливаемых трансформаторов указана предварительно, уточняется проектом.

4.3 Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 25.

Таблица 25 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Строительство ПС 220 кВ Газовая с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА	АО «Крымэнерго»	220	МВА	–	–	–	–	1×125	–	–	125	Исполнение решений распоряжения Правительства РФ от 24.06.2023 № 1653-р
2	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Тамань-Кафа №3 на ПС 220 кВ Газовая ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	2×2	–	–	4	Исполнение решений распоряжения Правительства РФ от 24.06.2023 № 1653-р
3	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Керченская – Ленино с отпайкой на ПС Компрессорная на ПС 220 кВ Газовая ориентировочной протяженностью 0,6 км каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	–	–	–	–	2×0,6	–	–	1,2	Исполнение решений распоряжения Правительства РФ от 24.06.2023 № 1653-р
4	Реконструкция ВЛ 110 кВ Керченская – Ленино с отпайкой на ПС Компрессорная с выполнением перезавода на ПС 220 кВ Газовая с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 0,5 км и образованием ВЛ 110 кВ Газовая – Компрессорная	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	–	–	–	–	0,5	–	–	0,5	Исполнение решений распоряжения Правительства РФ от 24.06.2023 № 1653-р
5	Реконструкция ПС 220 кВ Марьяновка с заменой трансформаторов Т-2 220/35/10 кВ и Т-4 220/35/10 кВ мощностью 20 МВА каждый на один трансформатор 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	Реконструкция ПС 220 кВ Феодосийская с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

4.4 Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям

Сводный перечень мероприятий, направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 26.

Таблица 26 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ Заря с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Крымэнерго»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
2	Реконструкция ПС 110 кВ Гаспра с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Крымэнерго»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
3	Реконструкция ПС 110 кВ Ялта с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
4	Реконструкция ПС 110 кВ Дарсан с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
5	Реконструкция ПС 110 кВ Массандра с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
6	Реконструкция ПС 110 кВ Гурзуф с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Крымэнерго»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
7	Реконструкция ПС 110 кВ Артек с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Крымэнерго»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	Исполнение решений приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 17.10.2022 № 1126
8	Реконструкция ПС 110 кВ Шарха с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
9	Реконструкция ПС 110 кВ Алушта с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023– 2029 гг.	Основное назначение
10	Реконструкция ПС 110 кВ Лучистое с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
11	Реконструкция ПС 35 кВ Вилино с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью 4 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
12	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Жаворонки – Николаевская до ПС 110 кВ Вилино ориентировочной протяженностью 17 км	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	17	–	–	–	–	–	–	17	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
13	Реконструкция ПС 35 кВ Тарханкут с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
14	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Зимино – Нива до ПС 110 кВ Тарханкут ориентировочной протяженностью 47 км	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	47	–	–	–	–	–	–	47	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
15	Реконструкция ПС 35 кВ Трудовое с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
16	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Симферопольская – Белогорск на ПС 110 кВ Трудовое ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	2×2	–	–	–	–	–	–	4	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
17	Реконструкция ПС 110 кВ Белогорск с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023– 2029 гг.	Основное назначение
18	Реконструкция ПС 110 кВ Евпатория с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ мощностью 10 МВА, Т-2 110/35/10 кВ мощностью 15 МВА, Т-3 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
19	Реконструкция ПС 110 кВ Завокзальная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
20	Реконструкция ПС 110 кВ Капсель с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
21	Реконструкция ПС 110 кВ Малореченское с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два новых трансформатора 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	–	2×6,3	–	–	–	–	–	12,6	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
22	Реконструкция ПС 110 кВ Марьино с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
23	Реконструкция ПС 110 кВ Митридат с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 15 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 16 МВА	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
24	Реконструкция ПС 110 кВ Мойнаки с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
25	Реконструкция ПС 110 кВ Морское с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 4 МВА	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	1×4	–	–	–	–	–	–	4	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
26	Реконструкция ПС 110 кВ Набережная с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023– 2029 гг.	Основное назначение
27	Реконструкция ПС 110 кВ НС-16 с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
28	Реконструкция ПС 110 кВ Перевальное с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
29	Реконструкция ПС 110 кВ Саки с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
30	Реконструкция ПС 110 кВ Соляная с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 10 МВА	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	–	1×10	–	–	–	–	–	10	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
31	Реконструкция ПС 110 кВ Центральная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40,5 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
32	Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
33	Реконструкция ПС 110 кВ Веселое с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 4 МВА	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	1×4	–	–	–	–	–	–	4	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
34	Реконструкция ПС 110 кВ Холодильник с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	–	1×10	–	–	–	–	–	10	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
35	Реконструкция ПС 110 кВ Кубанская с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023– 2029 гг.	Основное назначение
36	Реконструкция ПС 110 кВ Родниковое с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
37	Реконструкция ПС 110 кВ Старый Крым с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
38	Реконструкция ПС 110 кВ Судак с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

В рамках разработки мероприятий для исключения рисков ввода ГАО выполнение технико-экономического сравнения вариантов развития электрической сети не требуется.

6 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию

Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрической сети Республики Крым, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию проектов представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию проектов определены на основании:

1) приказа Минэнерго России от 17.10.2022 № 1126 «О внесении изменений в приказ Минэнерго России от 8 июня 2022 г. № 512»;

2) утвержденной приказом Министерства топлива и энергетики Республики Крым от 16.05.2023 № 119-ОД инвестиционной программы ГУП РК «Крымэнерго» на 2021–2025 годы по передаче электрической энергии и изменений, вносимых в инвестиционную программу ГУП РК «Крымэнерго», утвержденную приказом Министерства топлива и энергетики Республики Крым от 07.10.2022 № 231-ОД;

3) исходных данных, предоставленных ГУП РК «Крымэнерго» письмом от 19.04.2023 № 1303/16705 «О направлении недостающих исходных данных для включения в СиПР ЭЭС России на 2024–2029»;

4) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [3]).

Оценка потребности в капитальных вложениях выполнена с учетом прогнозируемых индексов-дефляторов инвестиций в основной капитал, принятых на основании данных прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России:

– сценарных условий функционирования экономики Российской Федерации и основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликованы 14.04.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

Капитальные вложения представлены в прогнозных ценах соответствующих лет с учетом НДС (20 %).

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети (далее – оценка тарифных последствий) выполнена на основании:

- Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [4];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Крым при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

- сравнения на прогнозный период НВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО и ПВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО при существующих механизмах тарифного регулирования;
- сравнения на прогнозный период необходимого среднего единого (котлового) тарифа и среднего единого (котлового) тарифа, рассчитанного при существующих механизмах тарифного регулирования.

Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2023 год на территории Республики Крым осуществляют свою деятельность 3 сетевые организации. Наиболее крупной ТСО является ГУП РК «Крымэнерго» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 98 % в суммарной НВВ сетевых организаций Республики Крым).

Для целей оценки тарифных последствий детально учитывались и прогнозировались затраты на услуги по передаче электрической энергии наиболее крупных ТСО субъекта Российской Федерации и ТСО, на объектах которых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России предлагаются технические решения (далее совокупно – основные ТСО).

В расчете тарифных последствий суммарная НВВ ТСО Республики Крым на прогнозный период включает в себя:

- НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей с учетом планов по инвестиционным программам и с учетом технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, рассчитанная в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1];
- прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, включающие НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО, и прочие

составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети»;

- затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети»;
- НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии.

7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанных на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2022 год в соответствии с:

- информацией, представленной ТСО на запрос Минэнерго России сведений для разработки СиПР ЭЭС России на 2024–2029 годы (письмо от 10.02.2023 № СП-1999/07);

- информацией, представленной ТСО в соответствии с требованиями п. 26 «б» приказа Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340 «Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» (вступил в силу 27.03.2023);

- утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;

- бухгалтерской (финансовой) отчетностью;

- формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 21.01.2004 № 24.

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов¹ и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету, по данным инвестиционных программ, и капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2022 год по основным ТСО субъектов Российской Федерации,

¹ Приказ Государственного комитета по ценам и тарифам республики Крым от 29.11.2022 № 60/4.

рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;

– нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

- собственные средства (амортизация и прибыль от оказания услуг по передаче электрической энергии);
- заемные средства;
- государственные субсидии.

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере $3,5 \times \text{EBITDA}$ в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам принята в размере 9,5 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 26 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий (в среднем за период)

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/EBITDA не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	22 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	26 %	0 % – 26 % от размера чистой прибыли
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	9,5 %	8 % – 9,5 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2023 год приказом Государственного Комитета по ценам и тарифам от 29.11.2022 № 60/2 (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Республики Крым, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 2022 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2022 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» определены на основании фактических данных за 2022 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2023 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Республики Крым, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Республики Крым, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Республике Крым, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления

³ Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации и основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликованы 14.04.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

электрической энергии, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2023 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	3 %	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Темп роста экономически обоснованного единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии Республики Крым по тарифному решению	3 %	5 %	5 %	5 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	6 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	3,3 %	5,2 %	2,2 %	1,2 %	0,9 %	0,0 %

7.2.1 Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства

При оценке тарифных последствий учитываются следующие объемы капитальных вложений на прогнозный период:

– объемы капитальных вложений в реализацию мероприятий утвержденных инвестиционных программ основных ТСО, источниками финансирования которых являются собственные средства от оказания услуг по передаче электрической энергии и привлеченные средства;

– объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. При этом не учитываются мероприятия, полностью соответствующие мероприятиям, включенным в утвержденные инвестиционные программы основных ТСО, и учитываются отклонения в объемах капитальных вложений при неполном совпадении мероприятия, предлагаемого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и мероприятия из утвержденной инвестиционной программы основной ТСО. В случае наличия в утвержденной инвестиционной программе основной ТСО мероприятия только в объеме проектно-изыскательских работ, эта часть затрат учитывается при

определении объема капитальных вложений по мероприятию, предлагаемому в схеме и программе развития электроэнергетических систем России.

За горизонтом периода, на который утверждена инвестиционная программа основной ТСО, принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере последнего года утвержденной инвестиционной программы.

В оценке тарифных последствий не учитываются мероприятия, источником финансирования которых является плата за технологическое присоединение к электрическим сетям.

В оценке тарифных последствий учтены вводы и дофинансирование объектов основных средств АО «Крымэнерго», утратившего статус ТСО с 2023 года, в том числе за счет средств федерального бюджетного финансирования.

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Республики Крым представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Республики Крым (в млн руб. без НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	8467	11709	6888	2438	2438	2438
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	6027	9271	4450	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	8679	11559	6738	2288	2288	2288

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Крым при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий), представлены в таблице 30 и на рисунке 7.

Достаточность выручки определяется как разность между расчетными объемами НВВ и ПВВ для каждого года прогнозного периода. Превышение ПВВ над НВВ в период более двух лет указывает на достаточность выручки или достаточность существующих условий тарифного регулирования для реализации планируемого состава технических решений.

Таблица 30 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Крым при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Наименование	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ПВВ	млрд руб.	13,4	14,3	15,0	15,8	16,4	17,0
НВВ	млрд руб.	19,0	19,7	20,9	19,5	18,7	18,4
Δ НВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	5,6	5,5	5,8	3,6	2,3	1,4
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,2	2,3	2,3	2,4	2,5	2,6
Среднегодовой темп роста	%	–	101	103	104	103	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,2	3,1	3,2	3,0	2,8	2,8
Среднегодовой темп роста	%	–	99	104	92	95	98
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,9	0,9	0,9	0,6	0,4	0,2

ПВВ, НВВ
млрд руб.

Δ НВВ
млрд руб.

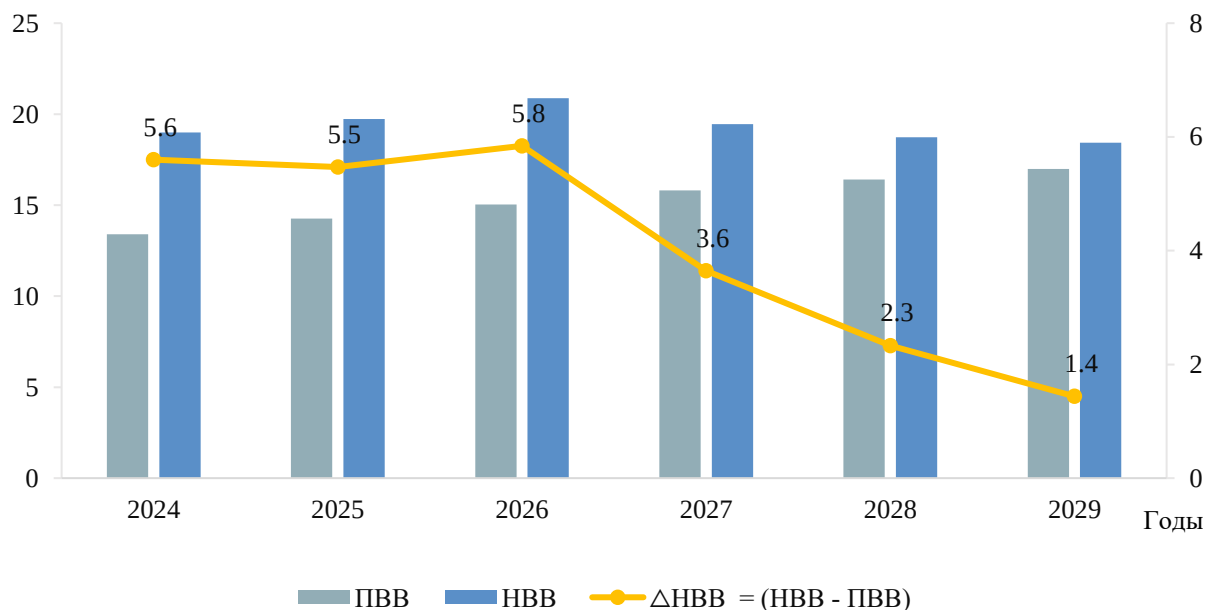


Рисунок 7 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Крым при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 30, в прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ТСО Республики Крым при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава

технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

7.4 Оценка чувствительности экономических условий

В дополнение к оценке достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Крым при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, выполнена оценка чувствительности экономических условий. Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений заключается в расчете ПВВ при различных сценариях темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

При оценке чувствительности были рассмотрены следующие сценарии темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии:

- сценарий 1 – рост прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 4 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

- сценарий 2 – снижение прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 2 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

- сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2023 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена недостаточность условий тарифного регулирования во всех рассматриваемых сценариях (сценарий 1, 2, 3) Дефицит финансирования в указанных сценариях за 2024–2029 годы составляет 1,4–4,9 млрд руб. в год. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 8.

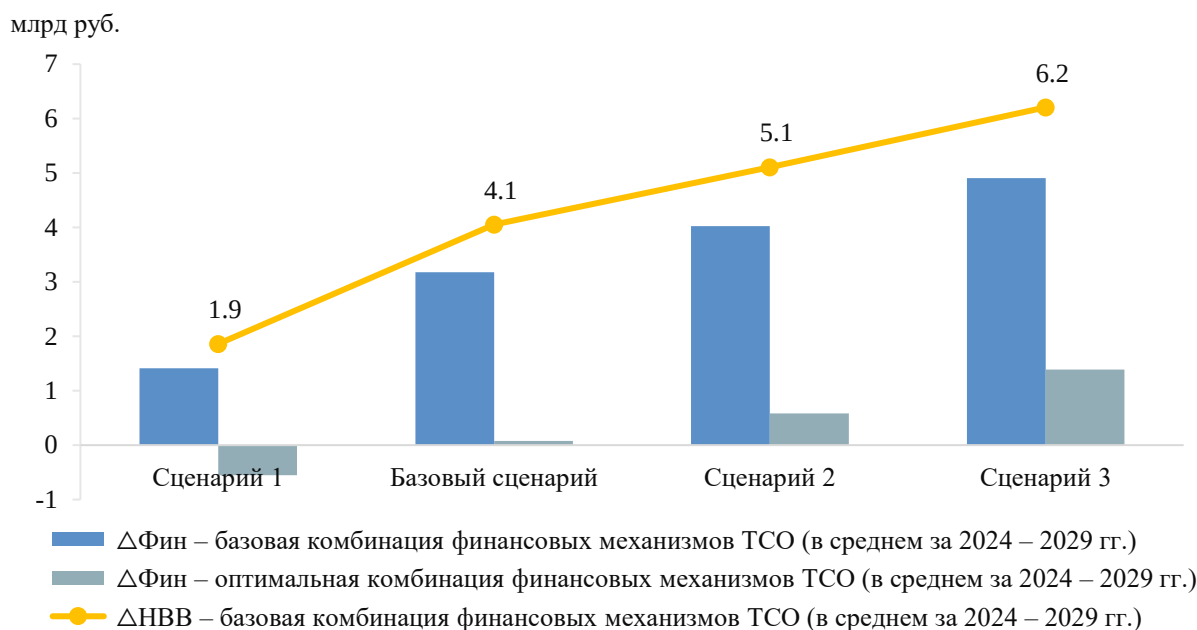


Рисунок 8 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Республики Крым

Результаты оценки снижения (ликвидации) дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для снижения (ликвидации) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период)

Наименование	Сценарий 1	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 %	0 %	0 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	41 %	85 %	97 %	98 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %	0 %	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	8 %	8 %	8 %	8 %

Как видно из рисунка 8, в прогнозном периоде во всех сценариях сохраняется недостаточность условий тарифного регулирования при значительных объемах бюджетного финансирования, что связано с ростом прогнозных капитальных вложений, включая реализацию планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя на территории Республики Крым, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя на территории Республики Крым, скоординированного развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, в том числе были решены следующие задачи:

- выполнен прогноз требуемого прироста генерирующих мощностей для удовлетворения потребности в электрической энергии, динамики развития существующих и планируемых к строительству генерирующих мощностей;

- сформирован перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше.

Величина потребления электрической энергии по Республике Крым оценивается в 2029 году в объеме 8420 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,43 %.

Потребление мощности Республики Крым к 2029 году увеличится и составит 1483 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,52 %.

Наибольшие годовые темпы прироста потребления электрической энергии и мощности в Республике Крым прогнозируются в 2024 году, что связано с планируемым вводом в работу электроустановок потребителя ООО «Альтцем».

Годовое число часов использования потребления мощности Республики Крым в период 2024–2029 годов прогнозируется в диапазоне 5322–5693 ч/год.

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым, в 2023 году составляют 33,4 МВт, в период 2024–2029 годов – 24,0 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым, в 2029 году составит 1384,9 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы на территории Республики Крым в рассматриваемый перспективный период, позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы на территории Республики Крым.

Всего за период 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 500,896 км, трансформаторной мощности 2426,6 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 24.08.2023).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 24.08.2023).

3. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 24.08.2023).

4. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202301230025> (дата обращения: 24.08.2023).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2029 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Энергосистема Республики Крым и г. Севастополь, территория Республики Крым													
Симферопольская ТЭЦ	АО «КРЫМТЭЦ»			Газ, мазут									
		1	Т-43/53-90		43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	
		2	Т-43/53-90		43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	
Камыш-Бурунская ТЭЦ	АО «КРЫМТЭЦ»			Газ, мазут									
		1	ПТ-12-35/10м		12,0	12,0							Вывод из эксплуатации в 2024 г.
		2	ПР-6-35/10/5		6,0								Вывод из эксплуатации в 2023 г.
		3	ПТ-12-35/10м		12,0	12,0							Вывод из эксплуатации в 2024 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–	30,0	24,0							
Сакская ТЭЦ	АО «КРЫМТЭЦ»			Газ									
		1	Т-6-35/16		6,0								Вывод из эксплуатации в 2023 г.
		2	АР-6-6		6,0								Вывод из эксплуатации в 2023 г.
		3	ДЖ-59ЛЗ		15,4								Вывод из эксплуатации в 2023 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–	27,4								
Сакская ПГУ	АО «КРЫМТЭЦ»			Газ									
		4, 5, 8	ПГУ-1		58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	
		6, 7, 9	ПГУ-2		59,4	59,4	59,4	59,4	59,4	59,4	59,4	59,4	
Установленная мощность, всего		–	–	–	117,9	117,9	117,9	117,9	117,9	117,9	117,9	117,9	
Донузлавская ВЭС	ГУП РК «Крымэнерго»			–									
Донузлавский участок		–	Ветровые агрегаты		6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	
Установленная мощность, всего		–	–		6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	
Сакская ВЭС	ГУП РК «Крымэнерго»			–									
Мирновская ВЭС		–	Ветровые агрегаты		18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	
Воробьевский участок		–	Ветровые агрегаты		2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	
Установленная мощность, всего		–	–		20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	
Останинская ВЭС	ООО «Ветряной парк Керченский»			–									
		1	JEWB-560-06A		24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	
Установленная мощность, всего		–	–		24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	
Пресноводненская ВЭС	ГУП РК «Крымэнерго»			–									
		–	Ветровые агрегаты		7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	
Установленная мощность, всего		–	–		7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	
Тарханкутская ВЭС	ГУП РК «Крымэнерго»			–									
Черноморский уч-к		–	Ветровые агрегаты		1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	
Тарханкутский уч-к		–	Ветровые агрегаты		21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	
Установленная мощность, всего		–	–		22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	
Восточно-Крымская (Акташская) ВЭС	ГУП РК «Крымэнерго»			–									
		–	Ветровые агрегаты		2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	
Установленная мощность, всего		–	–		2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
СЭС Родниковое (ПС 110 кВ Родниковая)				–									
Краймиа Солар 1	ООО «КРАЙМИА СОЛАР 1»	–	Солнечные агрегаты		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
Краймиа Солар 2	ООО «КРАЙМИА СОЛАР 2»	–	Солнечные агрегаты		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
Краймиа Солар 3	ООО «КРАЙМИА СОЛАР 3»	–	Солнечные агрегаты		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
Краймиа Солар 4	ООО «КРАЙМИА СОЛАР 4»	–	Солнечные агрегаты		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
Краймиа Солар 5	ООО «КРАЙМИА СОЛАР 5»	–	Солнечные агрегаты		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	
СЭС Перово (ПС 110 кВ Таврия)				–									
Альфа Солар	ООО «АЛЬФА СОЛАР»	–	Солнечные агрегаты		20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	
Бета Солар	ООО «БЕТА СОЛАР»	–	Солнечные агрегаты		22,2	22,2	22,2	22,2	22,2	22,2	22,2	22,2	
Гамма Солар	ООО «ГАММА СОЛАР»	–	Солнечные агрегаты		21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	
Дельта Солар	АО «ДЕЛЬТА»	–	Солнечные агрегаты		20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	
Зета Солар	ООО «ЗЕТА СОЛАР»	–	Солнечные агрегаты		21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	
Установленная мощность, всего		–	–		105,6	105,6	105,6	105,6	105,6	105,6	105,6	105,6	
Судакская ВЭС	ГУП РК «Крымэнерго»			–									
		–	Ветровые агрегаты		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
Установленная мощность, всего		–	–		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
СЭС Охотниково (ПС 110 кВ Гелиос)				–									
Омао Солар	АО «ОМАО»	–	Солнечные агрегаты		21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	
Осприй Солар	АО «ОСПРИЙ»	–	Солнечные агрегаты		20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	
Ориол Солар	ООО «ОРИОЛ СОЛАР»	–	Солнечные агрегаты		19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	
Оузил Солар	ООО «ОУЗИЛ СОЛАР»	–	Солнечные агрегаты		21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	
Установленная мощность, всего		–	–		82,7	82,7	82,7	82,7	82,7	82,7	82,7	82,7	
СЭС Митяево (ПС 110 кВ Митяево)	АО «ОУЛ ВОСТОК»			–									
		–	Солнечные агрегаты		31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	
Установленная мощность, всего		–	–		31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	
ТЭЦ Крымский содовый завод	АО «Крымский содовый завод»			Газ									
		1	ПР-6-35-15/5М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	SGT-400		14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	
Установленная мощность, всего		–	–	–	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	
ТЭЦ Крымский Титан	АФ ООО «Титановые инвестиции»			Газ									
		1	Т-6-2УЗ		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	К-12-4,2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Западно-Крымская МГТЭС	АО «Мобильные ГТЭС»			Дизельное топливо									
		1	FT8-3 MOBILEPAC		22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	
		2	FT8-3 MOBILEPAC		22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	
		4	FT8-3 MOBILEPAC		22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	
		5	FT8-3 MOBILEPAC		22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	
		3	FT8-3 MOBILEPAC		21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	
		6	FT8-3 MOBILEPAC		20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	131,8	131,8	131,8	131,8	131,8	131,8	131,8	131,8	
Симферопольская МГТЭС	АО «Мобильные ГТЭС»			Дизельное топливо									
		1	FT8-3 MOBILEPAC		22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	
		2	FT8-3 MOBILEPAC		22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	
		3	FT8-3 MOBILEPAC		22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	
		4	FT8-3 MOBILEPAC		22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	
		5	FT8-3 MOBILEPAC		22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	
		6	FT8-3 MOBILEPAC		22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	
СЭС Николаевка (Юпитер-Орион-Капелла)				–									
Капелла Солар	ООО «КАПЕЛЛА СОЛАР»	–	Солнечные агрегаты		20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	
Юпитер Солар	ООО «ЮПИТЕР СОЛАР»	–	Солнечные агрегаты		24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	
Орион Солар	ООО «ОРИОН СОЛАР»	–	Солнечные агрегаты		24,3	24,3	24,3	24,3	24,3	24,3	24,3	24,3	
Установленная мощность, всего		–	–		69,7	69,7	69,7	69,7	69,7	69,7	69,7	69,7	
Таврическая ТЭС	ООО «ВО «Технопромэкспорт»			Газ, дизельное топливо									
		1	ПГУ		245,5	245,5	245,5	245,5	245,5	245,5	245,5	245,5	
		2	ПГУ		244,7	244,7	244,7	244,7	244,7	244,7	244,7	244,7	
Установленная мощность, всего		–	–	–	490,2	490,2	490,2	490,2	490,2	490,2	490,2	490,2	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии

Таблица Б.1 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше на территории Республики Крым

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
1	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ПС 220 кВ Газовая с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА	АО «Крымэнерго»	220	МВА	–	–	–	–	1×125	–	–	125	–	Исполнение решений распоряжения Правительства РФ от 24.06.2023 № 1653-р	1577,81	1346,87
2	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Тамань-Кафа №3 на ПС 220 кВ Газовая ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	2×2	–	–	4	–	Исполнение решений распоряжения Правительства РФ от 24.06.2023 № 1653-р	90,57	90,57
3	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Керченская – Ленино с отпайкой на ПС Компрессорная на ПС 220 кВ Газовая ориентировочной протяженностью 0,6 км каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	–	–	–	–	2×0,6	–	–	1,2	2023 ³⁾	Исполнение решений распоряжения Правительства РФ от 24.06.2023 № 1653-р	56,18	56,18
4	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ВЛ 110 кВ Керченская – Ленино с отпайкой на ПС Компрессорная с выполнением перезавода на ПС 220 кВ Газовая с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 0,5 км и образованием ВЛ 110 кВ Газовая - Компрессорная	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	–	–	–	–	0,5	–	–	0,5	2023 ³⁾	Исполнение решений распоряжения Правительства РФ от 24.06.2023 № 1653-р		
5	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 220 кВ Марьяновка с заменой трансформаторов Т-2 220/35/10 кВ и Т-4 220/35/10 кВ мощностью 20 МВА каждый на один трансформатор 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	222,89	222,89
6	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 220 кВ Феодосийская с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	113,07	113,07

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
7	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Заря с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Крымэнерго»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	931,71	0
8	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС ПС-10 и ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алушка с отпайкой на ПС ПС-10 на участке от ПС 330 кВ Севастополь до ПС 110 кВ ПС-10 с реконструкцией ПС 330 кВ Севастополь для подключения новых ЛЭП 110 кВ (без вывода из работы существующих ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10 и ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10)	АО «Крымэнерго»	110	км	2×23,23	–	–	–	–	–	–	46,46	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1832,86	1832,86
9	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС ПС-10 с заходом на ПС 110 кВ Заря и ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алушка с отпайкой на ПС ПС-10 на участке от ПС 110 кВ ПС-10 до ПС 110 кВ Заря с переводом электроснабжения ПС 110 кВ ПС-10 от ВЛ 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС 10 и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10	АО «Крымэнерго»	110	км	2×25,525	–	–	–	–	–	–	51,05	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1689,58	1689,58
	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	ПС 110 кВ ПС-10 от ВЛ 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС 10 и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10	АО «Крымэнерго»	110	км	2×0,204	–	–	–	–	–	–	0,408				
10	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алушка с отпайкой на ПС ПС-10 с заходом на ПС 110 кВ Алушка и ЛЭП 110 кВ Гаспра – Заря на участке от ПС 110 кВ Заря до ПС 110 кВ Алушка с заходами на ПС 110 кВ Заря с переводом электроснабжения ПС 110 кВ ПС-10 от ВЛ 110 кВ Севастополь – Алушка с отпайкой на ПС 110 кВ ПС-10, демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Алушка – Заря и выводом из работы существующей ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10	АО «Крымэнерго»	110	км	2×10,705	–	–	–	–	–	–	21,41	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1809,51	1809,51

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
11	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Гаспра с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Крымэнерго»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	997,51	797,49
12	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ЛЭП 110 кВ Гаспра – Заря с заходом на ПС 110 кВ Гаспра и ЛЭП 110 кВ Алушка – Ялта на участке от ПС 110 кВ Алушка до ПС 110 кВ Гаспра с заходом на ПС 110 кВ Алушка и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Гаспра – Алушка	АО «Крымэнерго»	110	км	2×7,45	–	–	–	–	–	–	14,9	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	659,96	659,96
13	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Ялта с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	905,84	905,84
14	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ЛЭП 110 кВ Алушка – Ялта с заходом на ПС 110 кВ Ялта и ЛЭП 110 кВ Гаспра – Дарсан на участке от ПС 110 кВ Гаспра до ПС 110 кВ Ялта с заходом на ПС 110 кВ Гаспра и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Ялта – Гаспра	АО «Крымэнерго»	110	км	8,73	–	–	–	–	–	–	8,73	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	768,29	768,29
	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым		АО «Крымэнерго»	110	км	7,49	–	–	–	–	–	–	7,49				

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023– 2029				
15	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Дарсан с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	1570,87	1570,87
16	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ВЛ 110 кВ Симферопольская – Ялта с заходом на ПС 110 кВ Дарсан с образованием ВЛ 110 кВ Симферопольская – Дарсан и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Симферопольская – Ялта на участке от ПС 110 кВ Дарсан до ПС 110 кВ Ялта	АО «Крымэнерго»	110	км	0,3	–	–	–	–	–	–	0,3	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	905,91	870,2
17	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ЛЭП 110 кВ Гаспра – Дарсан с заходом на ПС 110 кВ Дарсан и ЛЭП 110 кВ Дарсан – Ялта с заходами на ПС 110 кВ Ялта и ПС 110 кВ Дарсан и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Ялта – Дарсан	АО «Крымэнерго»	110	км	5,255	–	–	–	–	–	–	5,255	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		
	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым		АО «Крымэнерго»	110	км	3,205	–	–	–	–	–	–	3,205				
18	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Массандра с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	1097,86	1097,86

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023– 2029				
19	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ЛЭП 110 кВ Дарсан – Массандра с заходом на ПС 110 кВ Дарсан и ПС 110 кВ Массандра и ЛЭП 110 кВ Гурзуф – Дарсан на участке от ПС 110 кВ Дарсан до ПС 110 кВ Массандра с заходом на ПС 110 кВ Дарсан и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Массандра – Дарсан	АО «Крымэнерго»	110	км	2×7,655	–	–	–	–	–	–	15,31	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	543,89	543,89
20	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Гурзуф с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Крымэнерго»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	913,33	913,33
21	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ЛЭП 110 кВ Гурзуф – Дарсан с заходом на ПС 110 кВ Гурзуф и ЛЭП 110 кВ Артек – Массандра на участке от ПС 110 кВ Массандра до ПС 110 кВ Гурзуф с заходом на ПС 110 кВ Массандра и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Гурзуф – Массандра	АО «Крымэнерго»	110	км	2×9,506	–	–	–	–	–	–	19,01	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	760,29	760,29
22	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Артек с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Крымэнерго»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	–	Исполнение решений приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 17.10.2022 г. № 1126	978,75	38,09
23	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ЛЭП 110 кВ Артек – Массандра с заходом на ПС 110 кВ Артек и ЛЭП 110 кВ Гурзуф – Шарха на участке от ПС 110 кВ Гурзуф до ПС 110 кВ Артек с заходом на ПС 110 кВ Гурзуф и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Артек – Гурзуф	АО «Крымэнерго»	110	км	3,505	–	–	–	–	–	–	3,505	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	296,55	296,55
	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым		АО «Крымэнерго»	110	км	3,288	–	–	–	–	–	–	3,288				

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
24	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Шарха с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	1017,4	1017,4
25	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ЛЭП 110 кВ Гурзуф – Шарха с заходом на ПС 110 кВ Шарха и ЛЭП 110 кВ Алушта – Артек на участке от ПС 110 кВ Артек до ПС 110 кВ Шарха с заходом на ПС 110 кВ Артек и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Шарха – Артек	АО «Крымэнерго»	110	км	2×8,02	–	–	–	–	–	–	16,04	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	646,91	646,91
26	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Алушта с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	1416,6	1416,6
27	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ЛЭП 110 кВ Алушта – Артек с заходом на ПС 110 кВ Алушта и ЛЭП 110 кВ Лучистое – Шарха на участке от ПС 110 кВ Шарха до ПС 110 кВ Алушта с заходом на ПС 110 кВ Шарха и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Алушта – Шарха	АО «Крымэнерго»	110	км	10,746	–	–	–	–	–	–	10,75	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	829,83	829,83
	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым		АО «Крымэнерго»	110	км	8,108	–	–	–	–	–	–	8,108				

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023– 2029				
28	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Лучистое с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	1376,44	51,11
29	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ВЛ 110 кВ Алушта – Аянская с отпайкой на ПС Перевальное с устройством захода данной ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Лучистое и строительство ЛЭП 110 кВ Лучистое – Шарха на участке от ПС 110 кВ Алушта до ПС 110 кВ Лучистое с заходом на ПС 110 кВ Лучистое	АО «Крымэнерго»	110	км	5,653	–	–	–	–	–	–	5,653	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	661,91	661,91
	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым		АО «Крымэнерго»	110	км	8,269	–	–	–	–	–	–	8,269				
30	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ЛЭП 110 кВ Алушта – Лучистое с демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Алушта – Лучистое	АО «Крымэнерго»	110	км	10,287	–	–	–	–	–	–	10,29	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	787,91	787,91
31	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Феодосийская – Старый Крым с отпайками на ПС 220 кВ Кафа ориентировочной протяженностью 6,5 км каждый	АО «Крымэнерго»	110	км	2×6,5	–	–	–	–	–	–	13	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023– 2029				
32	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Феодосийская – Восход с отпайками на ПС 220 кВ Кафа ориентировочной протяженностью 6,3 км каждый	АО «Крымэнерго»	110	км	2×6,3	–	–	–	–	–	–	12,6	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1039,72	232,46
33	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ВЛ 110 кВ Феодосийская – Старый Крым с отпайками ориентировочной протяженностью 22,335 км с увеличением пропускной способности	АО «Крымэнерго»	110	км	22,335	–	–	–	–	–	–	22,34	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		
34	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ВЛ 110 кВ Феодосийская – Восход с отпайками ориентировочной протяженностью 4,135 км с увеличением пропускной способности	АО «Крымэнерго»	110	км	4,135	–	–	–	–	–	–	4,135	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		
35	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 35 кВ Вилино с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью 4 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	437,41	437,41

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
36	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Жаворонки – Николаевская до ПС 110 кВ Вилино ориентировочной протяженностью 17 км	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	17	–	–	–	–	–	–	17	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	275,74	275,74
37	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 35 кВ Тарханкут с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	565,36	565,36
38	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Зимино – Нива до ПС 110 кВ Тарханкут ориентировочной протяженностью 47 км	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	47	–	–	–	–	–	–	47	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	762,3	762,3

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
39	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 35 кВ Трудовое с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	502,11	502,11
40	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Симферопольская – Белогорск на ПС 110 кВ Трудовое ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	2×2	–	–	–	–	–	–	4	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	64,89	64,89
41	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Белогорск с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2025 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	1210,03	1210,03

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023– 2029				
42	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Евпатория с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ мощностью 10 МВА, Т-2 110/35/10 кВ мощностью 15 МВА, Т-3 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2023 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	1560,84	1560,84
43	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Завокзальная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	203,39	203,39
44	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Капсель с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	156,79	156,79

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023– 2029				
45	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Малореченское с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два новых трансформатора 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	–	2×6,3	–	–	–	–	–	12,6	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	120,21	120,21
46	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Марьино с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	203,39	203,39
47	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Митридат с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 15 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 16 МВА	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	78,39	78,39

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
48	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Мойнаки с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2023 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	1107	738
49	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Морское с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 4 МВА	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	1×4	–	–	–	–	–	–	4	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	53,99	53,99
50	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Набережная с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	242,51	242,51

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
51	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ НС-16 с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	150,01	150,01
52	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Перевальное с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	156,79	156,79
53	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Саки с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	286,28	286,28

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
54	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Соляная с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 10 МВА	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	–	1×10	–	–	–	–	–	10	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	61,75	61,75
55	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Центральная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40,5 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	286,28	286,28
56	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	226,1	226,1

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023– 2029				
57	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Веселое с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 4 МВА	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	1×4	–	–	–	–	–	–	4	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	53,99	53,99

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023– 2029				
58	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Холодильник с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	–	1×10	–	–	–	–	–	10	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	156,79	156,79
59	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Кубанская с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	242,51	242,51

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023– 2029				
60	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Родниковое с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	123,51	123,51
61	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Старый Крым с заменой трансформаторов Т- 1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	215,16	215,16

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023– 2029				
62	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Судак с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и Т 2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	203,39	203,39

Примечания

1 ¹⁾ Необходимый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, в котором на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации, обеспечение нормативного уровня балансовой надежности в зонах надежности или предусмотренных в государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации либо Министра энергетики Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России и на момент утверждения СиПР ЭЭС России не реализовано, то в качестве необходимого указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2 ²⁾ Планируемый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, определенный на основании проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, которые утверждаются уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России, с учетом решений согласительных совещаний по проектам инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.

3 ³⁾ Планируемый год реализации может быть уточнен по результатам процедуры утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России.