

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2026–2031 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА РЕСПУБЛИКИ КРЫМ И Г. СЕВАСТОПОЛЯ

КНИГА 1

РЕСПУБЛИКА КРЫМ

СОДЕРЖАНИЕ

Книга 1

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи.....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	9
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период	10
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	10
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	13
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России	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. Центральный энергорайон. Контролируемое сечение «Гагаринское» и «Север Крыма»	21
2.1.3 Энергорайон № 3. Северо-Западный энергорайон	23
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.....	25
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ и выше	25
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	67
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	79
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	79
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	79
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	79
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы	81
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	81
3.2 Прогноз потребления электрической энергии	83
3.3 Прогноз потребления мощности	84
3.4 Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	86
4 Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы	89
4.1 Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше	89
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	92
4.3 Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	97
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	99
5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети ...	106
6 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию	107
7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	109
7.1 Основные подходы	109
7.2 Исходные допущения	110
7.2.1 Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства	113
7.3 Результаты оценки тарифных последствий	114
7.4 Оценка чувствительности экономических условий	116
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	118

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	119
ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к строительству, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации	121
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.....	124

Книга 2

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
АТ	–	автотрансформатор
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВМ; МВ	–	масляный выключатель
ВЧЗ	–	высокочастотный заградитель
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ЗРУ	–	закрытое распределительное устройство
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КС	–	контролируемое сечение
ЛАПНУ	–	локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости
ЛР	–	линейный разъединитель
ЛЭП	–	линия электропередачи
МДП	–	максимально допустимый переток активной мощности
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
н/д	–	нет данных
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОН	–	отключение нагрузки
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПГУ	–	парогазовая установка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РБУ	–	режимно-балансовые условия
РДУ	–	филиал АО «СО ЕЭС» региональное диспетчерское управление

РПН	–	устройство регулирования напряжения силового трансформатора под нагрузкой
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СВ	–	секционный выключатель
СКРМ	–	средство компенсации реактивной мощности
СНЭЭ	–	система накопления электрической энергии
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
Средний единый (котловой) тариф	–	средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия
СЭС	–	солнечная электростанция
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТТ	–	трансформатор тока
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ФАС России	–	Федеральная антимонопольная служба
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
$S_{\text{ддн}}$	–	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 2026–2031 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 2020–2024 годов. За отчетный принимается 2024 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 (2026–2031 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 2031 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 2031 года, в том числе рассмотрены:

- мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети, включая заявленные сетевыми организациями;
- 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	
Армянский Филиал ООО «Титановые инвестиции»	23,0

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
АО «СЗ»	20,5

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 01.01.2025 составила 1442,4 МВт, в том числе: ТЭС – 1056,7 МВт, ВЭС – 88,6 МВт, СЭС – 297,1 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 01.01.2024	Изменение мощности				На 01.01.2025
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	1442,3	–	–	–	0,1	1442,4
ТЭС	1056,7	–	–	–	–	1056,7
ВЭС	88,6	–	–	–	0,002	88,6
СЭС	297,0	–	–	–	0,1	297,1

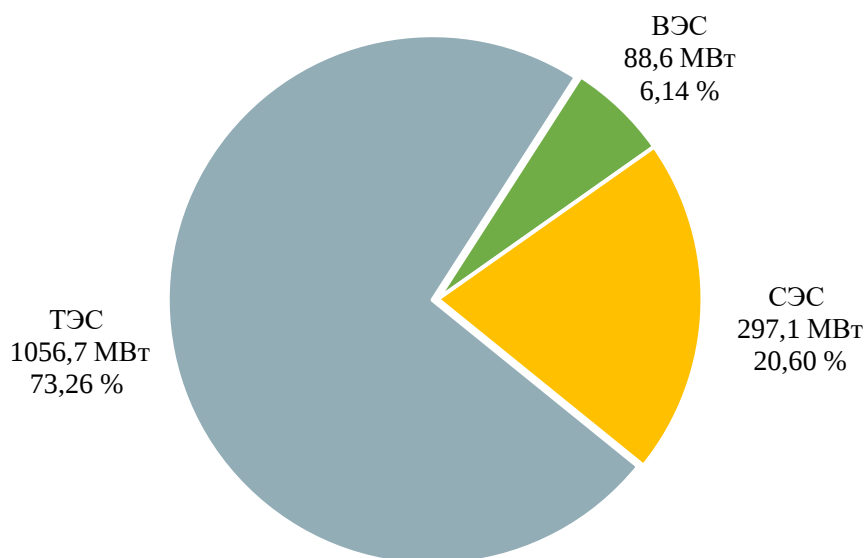


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым, по состоянию на 01.01.2025

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым, в 2024 году составило 4316,0 млн кВт·ч, в том числе: на ТЭС – 3912,4 млн кВт·ч, ВЭС – 9,7 млн кВт·ч, СЭС – 393,9 млн кВт·ч.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 3 и на рисунке 2.

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым, за период 2020–2024 годов, млн кВт·ч

Наименование	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Производство электрической энергии	3812,9	4427,1	4359,6	4325,1	4316,0
ТЭС	3300,6	4005,9	3953,9	3925,6	3912,4
ВЭС	92,5	49,2	14,7	14,2	9,7
СЭС	419,7	372,0	391,0	385,3	393,9

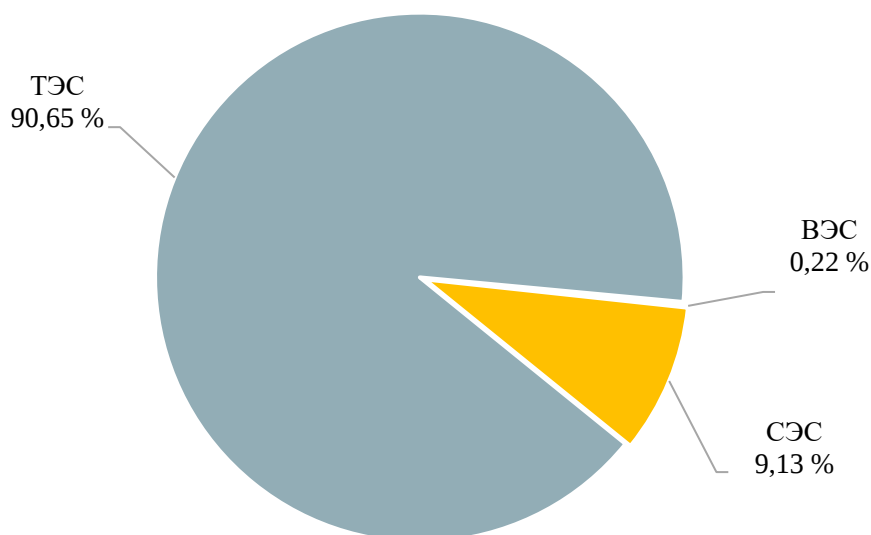


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым, в 2024 году

1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя с выделением данных по Республике Крым приведена в таблице 4 и на рисунках 3, 4.

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя с выделением данных по Республике Крым

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
<i>Энергосистема Республики Крым и г. Севастополя</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	7921	8762	8859	8827	9297
Годовой темп прироста, %	0,99	10,62	1,11	-0,36	5,32
Максимум потребления мощности, МВт	1434	1587	1623	1663	1646
Годовой темп прироста, %	5,67	10,68	2,27	2,46	-1,02
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5524	5521	5458	5308	5648
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	23.12 10:00	24.12 10:00	26.01 10:00	10.02 10:00	13.01 11:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-1,9	-2,3	-5,4	-5,0	-7,3
Максимум потребления мощности (лето) МВт	1264	1436	1333	1413	1602
<i>Республика Крым</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	6368	7059	7116	7101	7485
Годовой темп прироста, %	0,74	10,85	0,81	-0,21	5,41
Доля потребления электрической энергии Республики Крым в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя, %	80,4	80,6	80,3	80,4	80,5
Потребление мощности Республики Крым на час прохождения максимума энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, МВт	1137	1256	1289	1334	1318
Годовой темп прироста, %	5,47	10,47	2,63	3,49	-1,20
Доля потребления мощности Республики Крым в энергосистеме, %	79,3	79,1	79,4	80,2	80,1
Число часов использования потребления мощности, ч/год	5601	5620	5521	5323	5679
Максимум потребления мощности (лето) МВт	1008	1146	1066	1119	1292

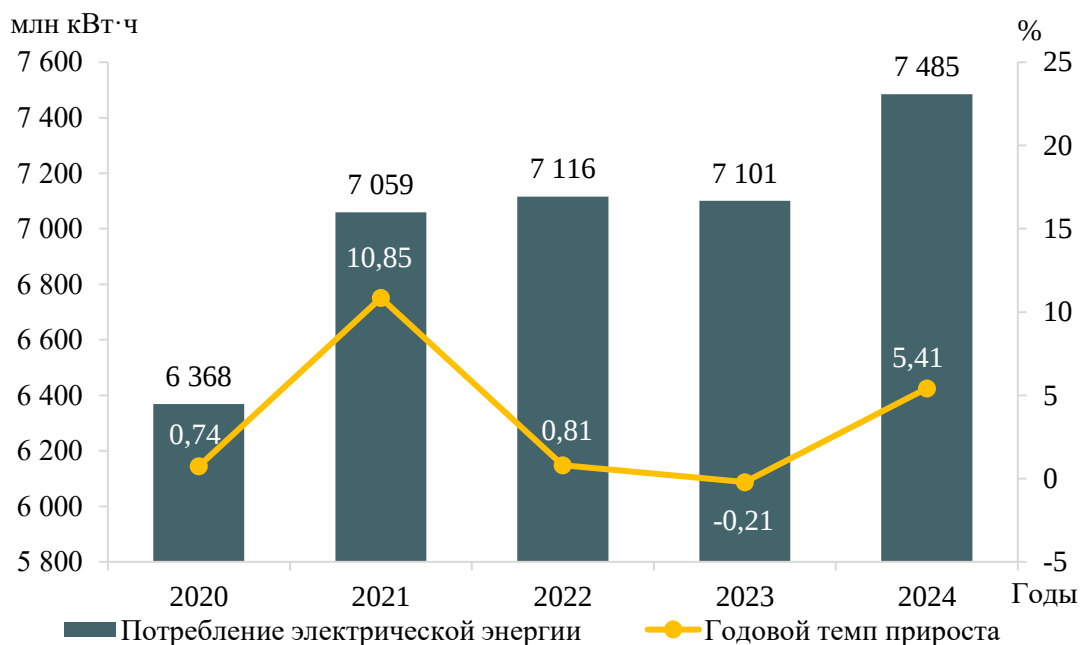


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии по территории Республики Крым и годовые темпы прироста

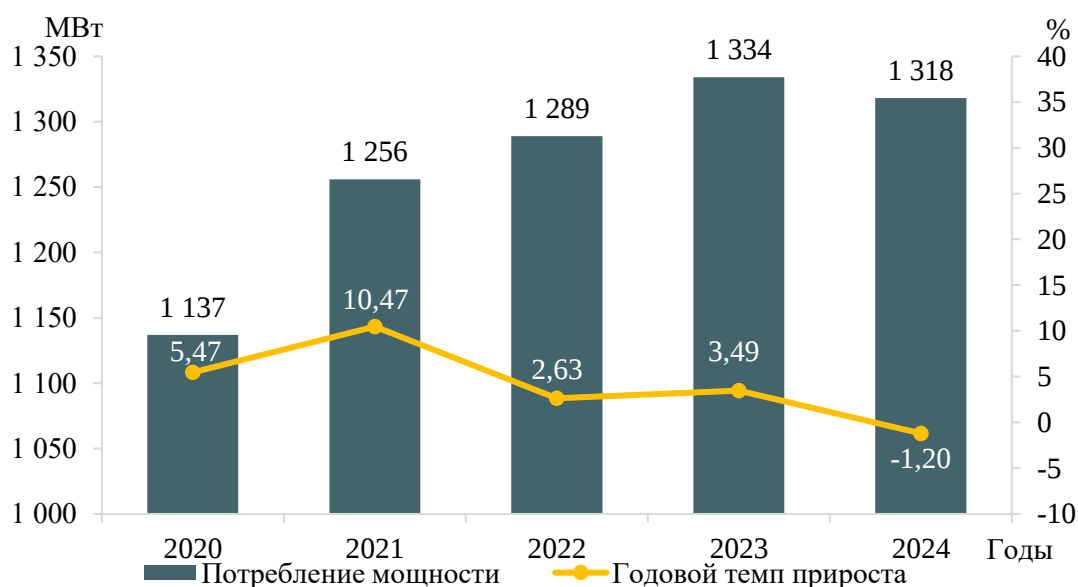


Рисунок 4 – Потребление мощности Республики Крым и годовые темпы прироста

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии энергосистемы Республики Крым г. Севастополя увеличилось на 1454 млн кВт·ч и составило в 2024 году 9297 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 3,46 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 10,62 % в 2021 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2023 году и составило 0,36 %.

За период 2020–2024 годов максимум потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя вырос на 289 МВт и составил 1646 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 3,94 %. 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 темп прироста мощности наблюдался в 2021 году и составил 10,68 %, снижение зафиксировано в 2024 году и составило 1,02 %.

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии Республики Крым увеличилось на 1164 млн кВт·ч и составило 7485 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 3,44 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 10,85 % в 2021 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2023 году и составило 0,21 %.

Доля Республики Крым в суммарном потреблении электрической энергии энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя в ретроспективный период незначительно увеличилась с 80,4 % в 2020 году до 80,5 % в 2024 году.

За период 2020–2024 годов потребление мощности Республики Крым выросло на 240 МВт и составило 1318 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 4,11 %.

Наибольший годовой темп прироста мощности зафиксирован в 2021 году и составил 10,47 %, снижение наблюдалось в 2024 году и составило 1,20 %.

Доля Республики Крым в максимальном потреблении мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя в ретроспективный период изменялась незначительно в диапазоне 79,1–80,2 %.

Годовой режим потребления электрической энергии Республики Крым определяет и годовой режим энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя в целом.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя был зафиксирован в 2023 году в размере 1663 МВт, в том числе по территории Республики Крым 1334 МВт.

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

- снижением потребления в сельскохозяйственном производстве;
- ростом потребления в сфере услуг и населением;
- ростом потребления на электроотопление;
- ростом потерь в сетях при передаче электрической энергии;
- 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.

1.6 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 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Республики Крым приведен в таблице 6.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Кафа – Виноградная I цепь	ГУП РК «Крымэнерго»	2022	7,39 км
2	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Кафа – Виноградная II цепь	ГУП РК «Крымэнерго»	2022	7,40 км
3	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
4	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
5	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Компрессорная от ВЛ 110 кВ Керченская – Ленино	ГУП РК «Крымэнерго»	2022	0,35 км
6	110 кВ	КВЛ 110 кВ Северная – Кубанская. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Кубанская – Белогорск на ПС 110 кВ Северная с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Северная – Кубанская и КВЛ 110 кВ Белогорск – Северная	ГУП РК «Крымэнерго»	2023	2,69 км
7	110 кВ	КВЛ 110 кВ Белогорск – Северная. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Кубанская – Белогорск на ПС 110 кВ Северная с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Северная – Кубанская и КВЛ 110 кВ Белогорск – Северная	ГУП РК «Крымэнерго»	2023	2,70 км
8	110 кВ	КВЛ 110 кВ Симферопольская – Белогорск. Выполнение захода КВЛ 110 кВ Белогорск – Северная на ПС 330 кВ Симферопольская с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Симферопольская – Белогорск и КВЛ 110 кВ Симферопольская – Северная	ГУП РК «Крымэнерго»	2023	15,24 км
9	110 кВ	КВЛ 110 кВ Симферопольская – Северная. Выполнение захода КВЛ 110 кВ Белогорск – Северная на ПС 330 кВ Симферопольская с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Симферопольская – Белогорск и КВЛ 110 кВ Симферопольская – Северная	ГУП РК «Крымэнерго»	2023	18,02 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
10	110 кВ	ВЛ 110 кВ Кафа – Старый Крым с отпайками. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Феодосийская – Старый Крым с отпайками на ПС 220 кВ Кафа с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Кафа – Старый Крым с отпайками и ВЛ 110 кВ Кафа – Феодосийская I цепь	ГУП РК «Крымэнерго»	2024	23,07 км
11	110 кВ	ВЛ 110 кВ Кафа – Восход с отпайками. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Феодосийская – Восход с отпайками на ПС 220 кВ Кафа с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Кафа – Восход с отпайками и ВЛ 110 кВ Кафа – Феодосийская II цепь	ГУП РК «Крымэнерго»	2024	6,55 км
12	110 кВ	ВЛ 110 кВ Кафа – Феодосийская I цепь. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Феодосийская – Старый Крым с отпайками на ПС 220 кВ Кафа с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Кафа – Старый Крым с отпайками и ВЛ 110 кВ Кафа – Феодосийская I цепь	ГУП РК «Крымэнерго»	2024	10,49 км

Таблица 6 – 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	110 кВ	Установка БСК на ПС 110 кВ Лучистое	АО «Крымэнерго»	2021	25 Мвар
2	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Алупка	АО «Крымэнерго»	2022	2×25 МВА
3	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Виноградная	ГУП РК «Крымэнерго»	2022	2×25 МВА
4	110 кВ	Установка БСК на ПС 110 кВ Дарсан	АО «Крымэнерго»	2022	25 Мвар
5	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Миндальная	АО «Крымэнерго»	2022	2×25 МВА
6	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Северная	ГУП РК «Крымэнерго»	2022	2×63 МВА
7	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Компрессорная	ГУП РК «Крымэнерго»	2022	1×16 МВА
8	110 кВ	Установка БСК на ПС 220 кВ Донузлав	АО «Крымэнерго»	2023	25 Мвар
9	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Евпатория	ГУП РК «Крымэнерго»	2023	2×40 МВА
10	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Заря	АО «Крымэнерго»	2023	2×25 МВА
11	110 кВ	Замена трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Фотон	АО «Крымэнерго»	2023	1×63 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
12	110 кВ	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»	2024	2×63 МВА
13	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Фотон с заменой трансформатора Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА	ГУП РК «Крымэнерго»	2024	1×63 МВА
14	110 кВ	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»	2024	2×16 МВА

2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России

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. Центральный энергорайон. Контролируемое сечение «Гагаринское» и «Север Крыма»;
- энергорайон № 3. Северо-Западный энергорайон.

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

В таблице 7 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне ЮБК.

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий энергорайона ЮБК

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме 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 ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10 превышает ДДТН на величину до 109,3 %, токовая нагрузка ошиновки ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10 на ПС 110 кВ ПС-10 превышает ДДТН на величину до 87,9 %, токовая нагрузка СМВ 110 ПС 110 кВ ПС-10 превышает ДДТН на величину до 19,8 %, токовая нагрузка ВЧЗ 110 ПС-10 на ПС 330 кВ Севастополь превышает ДДТН на величину до 17,5 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10 превышает ДДТН на величину до 89 %, токовая нагрузка ошиновки ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10 на ПС 110 кВ ПС-10 превышает ДДТН на величину до 69,9 %, токовая нагрузка СМВ 110 ПС 110 кВ Заря превышает ДДТН на величину до 8,3 %, токовая нагрузка ЛР 110 Заря на ПС 110 кВ ПС-10 превышает ДДТН на величину до 6,2 %, токовая нагрузка ТТ 110 Заря ПС 110 кВ ПС-10 превышает ДДТН на величину до 62,5 %, токовая нагрузка ВЧЗ 110 ПС-10 на ПС 110 кВ Заря превышает ДДТН на величину до 6,2 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Алупка – Заря превышает ДДТН на величину до 70,9 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Гаспра – Алупка превышает ДДТН на величину до 55,7 %, токовая нагрузка ошиновки ВЛ 110 кВ Гаспра – Алупка на ПС 110 кВ Гаспра превышает ДДТН на величину до 55,7 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Ялта – Гаспра превышает ДДТН на величину до 37,9 %, токовая нагрузка ошиновки ВЛ 110 кВ Ялта – Гаспра на ПС 110 кВ Гаспра превышает ДДТН на величину до 37,9 %, токовая нагрузка ошиновки ВЛ 110 кВ Ялта – Гаспра на ПС 110 кВ Ялта превышает ДДТН на величину до 37,9 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Старый Крым – Судак с отпайкой на ПС Капсель превышает ДДТН на величину до 46,6 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Веселое – Судак с отпайкой на ПС Капсель превышает ДДТН на величину до 28,1 %, токовая нагрузка ТТ 110 Судак на ПС 110 кВ Веселое превышает ДДТН на величину до 28,1 %, токовая нагрузка ошиновки ВЛ 110 кВ Веселое – Судак с отпайкой на ПС Капсель на ПС 110 кВ Веселое превышает ДДТН на величину до 0,3 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Морское – Веселое превышает ДДТН на величину до 10,8 %, токовая нагрузка ТТ 110 СМВ на ПС 110 кВ Веселое превышает ДДТН на величину до 10,8 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Приветное – Морское превышает ДДТН на величину до 3,7 %, токовая нагрузка ТТ 110 Приветное на ПС 110 кВ Морское превышает ДДТН на величину до 3,7 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы 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): 1. 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). 2. 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. 3. 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. 4. Этап 6. Реконструкция ПС 110 кВ Гаспра. 5. 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. 6. Этап 8. Реконструкция ПС 110 кВ Ялта. 7. 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. 8. Этап 10. Реконструкция ПС 110 кВ Дарсан. 9. 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 Симферопольская – Ялта на участке от ПС 110 кВ Дарсан до ПС 110 кВ Ялта.	Отсутствуют	Строительство транзита 110 кВ Севастопольская – Ялта – Лучистое в двухцепном исполнении (1–24 этапы): 1. 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). 2. 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. 3. 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. 4. Этап 6. Реконструкция ПС 110 кВ Гаспра. 5. 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. 6. Этап 8. Реконструкция ПС 110 кВ Ялта. 7. 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. 8. Этап 10. Реконструкция ПС 110 кВ Дарсан. 9. 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 Симферопольская – Ялта на участке от ПС 110 кВ Дарсан до ПС 110 кВ Ялта.

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
	10. 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. 11. Этап 12. Реконструкция ПС 110 кВ Массандра. 12. 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. 13. Этап 14. Реконструкция ПС 110 кВ Гурзуф. 14. 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. 15. 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. 16. Этап 18. Реконструкция ПС 110 кВ Шарха. 17. 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. 18. Этап 20. Реконструкция ПС 110 кВ Алушта. 19. 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. 20. 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. 21. Этап 24. Строительство ЛЭП 110 кВ Алушта – Лучистое с демонтажом		10. 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. 11. Этап 12. Реконструкция ПС 110 кВ Массандра. 12. 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. 13. Этап 14. Реконструкция ПС 110 кВ Гурзуф. 14. 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. 15. 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. 16. Этап 18. Реконструкция ПС 110 кВ Шарха. 17. 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. 18. Этап 20. Реконструкция ПС 110 кВ Алушта. 19. 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. 20. 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. 21. Этап 24. Строительство ЛЭП 110 кВ Алушта – Лучистое с демонтажом

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	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. Центральный энергорайон. Контролируемое сечение «Гагаринское» и «Север Крыма»

В таблице 8 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Центральном энергорайоне.

Таблица 8 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий Центрального энергорайона

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Симферопольская ТЭЦ – Северная с отпайкой на ПС Завокзальная, при возникновении нормативного возмущения, связанного отключением ВЛ 110 кВ Симферопольская – Центральная с отпайками, токовая нагрузка ошиновки КВЛ 110 кВ Симферопольская – Южная с отпайками на ПС 110 кВ Южная превышает АДТН на величину до 34,3 %, токовая нагрузка ТТ-1 и ТТ-2 СВ 110 на ПС 110 кВ Южная превышает АДТН на величину до 10,8 %, токовая нагрузка участка КВЛ 110 кВ Симферопольская – Южная с отпайками превышает АДТН на величину до 11,5 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 81 МВт	Создание на ПС 330 кВ Симферопольская устройства АОПО КВЛ 110 кВ Симферопольская – Южная с отпайками	Отсутствуют	Создание на ПС 330 кВ Симферопольская устройства АОПО КВЛ 110 кВ Симферопольская – Южная с отпайками
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Симферопольская ТЭЦ – Северная с отпайкой на ПС Завокзальная, при возникновении нормативного возмущения, связанного отключением ВЛ 110 кВ Симферопольская – Южная с отпайками, токовая нагрузка ЛР 110 Центральная КВЛ 110 кВ Симферопольская – Центральная с отпайками на ПС 330 кВ Симферопольская превышает АДТН на величину до 23,3 %, токовая нагрузка ТТ 110 КВЛ 110 кВ Симферопольская – Центральная с отпайками на ПС 110 кВ Центральная превышает АДТН на величину до 15,4 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 57 МВт	Создание на ПС 330 кВ Симферопольская устройства АОПО КВЛ 110 кВ Симферопольская – Центральная с отпайками	Отсутствуют	Создание на ПС 330 кВ Симферопольская устройства АОПО КВЛ 110 кВ Симферопольская – Центральная с отпайками
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Западно Крымская, переток активной мощности в КС «Север Крыма» превышает МДП на величину до 186 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 186 МВт	1. Модернизация на ПС 330 кВ Симферопольская устройства ЛАПНУ. 2. Модернизация на Симферопольская ТЭЦ устройства АОПО ВЛ 110 кВ Симферопольская ТЭЦ – Северная с отпайкой на ПС Завокзальная	Отсутствуют	1. Модернизация на ПС 330 кВ Симферопольская устройства ЛАПНУ. 2. Модернизация на Симферопольская ТЭЦ устройства АОПО ВЛ 110 кВ Симферопольская ТЭЦ – Северная с отпайкой на ПС Завокзальная

2.1.3 Энергорайон № 3. Северо-Западный энергорайон

В таблице 9 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Северо-Западном энергорайоне.

Таблица 9 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий Северо-Западного энергорайона

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 220 кВ Красноперекоск – Джанкой, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Сакская ТЭЦ – Холодильник с отпайкой на ПС Кристалл превышает ДДТН на величину до 58,4 %, токовая нагрузка ошиновки ВЛ 110 кВ Сакская ТЭЦ – Холодильник с отпайкой на ПС Кристалл на Сакской ТЭЦ превышает ДДТН на величину до 58,5 %, токовая нагрузка ошиновки ВЛ 110 кВ Сакская ТЭЦ – Холодильник с отпайкой на ПС Кристалл на ПС 110 кВ Холодильник превышает ДДТН на величину до 57 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Евпатория – Холодильник превышает ДДТН на величину до 51,3 %, токовая нагрузка ошиновки ВЛ 110 кВ Евпатория – Холодильник на ПС 110 кВ Евпатория превышает ДДТН на величину до 49,9 %, токовая нагрузка ТТ-1 110 СВ и ТТ-2 110 СВ на ПС 110 кВ Евпатория превышает ДДТН на величину до 34,2 %, токовая нагрузка ошиновки ВЛ 110 кВ Евпатория – Холодильник на ПС 110 кВ Холодильник превышает ДДТН на величину до 49,9 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Мойнаки – Евпатория превышает ДДТН на величину до 36,3 %, токовая нагрузка ТТ 110 СВ на ПС 110 кВ Мойнаки превышает ДДТН на величину до 2 %, токовая нагрузка ошиновки ВЛ 110 кВ Мойнаки – Евпатория на ПС 110 кВ Евпатория превышает ДДТН на величину до 14 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Донузлав – Зимино превышает ДДТН на величину до 26,2 %, токовая нагрузка ошиновки ВЛ 110 кВ Донузлав – Зимино на ПС 110 кВ Зимино превышает ДДТН на величину до 9,2 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 72,8 МВт	Реконструкция ВЛ 110 кВ Мойнаки – Евпатория путем разрезания и сооружения двухцепного участка ЛЭП 110 кВ от места разрезания до места пересечения с ВЛ 110 кВ Западно-Крымская – Крайняя правая с отпайкой на Митяево и ВЛ 110 кВ Западно-Крымская – Крайняя левая с отпайкой на Митяево с образованием ЛЭП 110 кВ Западно-Крымская – Мойнаки с отпайками и ЛЭП 110 кВ Западно-Крымская – Евпатория с отпайками ориентировочной протяженностью 39,1 км, а также реконструкции вновь образованной ЛЭП 110 кВ Западно-Крымская – Мойнаки с отпайками на участке от ПС 330 кВ Западно-Крымская до места врезки сооружаемого участка ЛЭП 110 кВ с заменой существующего провода с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 13,1 км	Отсутствуют	Реконструкция ВЛ 110 кВ Мойнаки – Евпатория путем разрезания и сооружения двухцепного участка ЛЭП 110 кВ от места разрезания до места пересечения с ВЛ 110 кВ Западно-Крымская – Крайняя правая с отпайкой на Митяево и ВЛ 110 кВ Западно-Крымская – Крайняя левая с отпайкой на Митяево с образованием ЛЭП 110 кВ Западно-Крымская – Мойнаки с отпайками и ЛЭП 110 кВ Западно-Крымская – Евпатория с отпайками ориентировочной протяженностью 39,1 км, а также реконструкции вновь образованной ЛЭП 110 кВ Западно-Крымская – Мойнаки с отпайками на участке от ПС 330 кВ Западно-Крымская до места врезки сооружаемого участка ЛЭП 110 кВ с заменой существующего провода с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 13,1 км

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 и выше

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 (или) иного замера. В таблице 10 представлены данные по ТНВ в дни контрольных и (или) иных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 10 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2020	16.12.2020	1,1
	17.06.2020	22,3
	12.08.2020 ¹⁾	28,8
2021	15.12.2021	4,6
	16.06.2021	18,7
2022	21.12.2022	1,1
	15.06.2022	20,9
	16.02.2022 ¹⁾	6,9
	04.08.2022 ¹⁾	28,0
2023	20.12.2023	8,5
	21.06.2023	22,1
	09.02.2023 ¹⁾	-4,0
	04.08.2023 ¹⁾	30,2
2024	18.12.2024	6,9
	19.06.2024	25,3
	31.01.2024 ¹⁾	2,5
	17.07.2024 ¹⁾	36,2

Примечание – ¹⁾ Приведена температура в день иного замера.

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 ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{длн}$) 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 11 представлены данные замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 12 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов, в таблице 13 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 11 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	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
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ Алушта	110/10	T-1	110/10/10	25	10,37	10,85	16,17	14,06 ²⁾	10,93 ³⁾	10,77 ⁴⁾	3,82	14,05 ⁵⁾	13,81 ⁶⁾	9,06 ⁷⁾	0
			T-2	110/10/10	25	6,14	7,51	7,03	6,18 ²⁾	9,77 ³⁾	10,55 ⁴⁾	15,71	11,99 ⁵⁾	11,11 ⁶⁾	17,88 ⁷⁾	
2	ПС 110 кВ Белогорск	110/35/10	T-1	110/35/10	25	18,24	15,95	15,98	17,91 ²⁾	20,06	12,91 ⁴⁾	11,05	9,33 ⁵⁾	14,34	19,03 ⁷⁾	0
			T-2	110/35/10	16	12,26	10,34	13,31	12,04 ²⁾	14,67	6,82 ⁴⁾	4,63	5,16 ⁵⁾	6,05	5,21 ⁷⁾	
3	ПС 110 кВ Веселое	110/10	T-1	110/10	10	1,77	1,45	1,52	2,12 ²⁾	2,16 ³⁾	2,18 ⁴⁾	1,74	2,33 ⁵⁾	2,36 ⁶⁾	3,39 ⁷⁾	0
			T-2	110/10	2,5	0,00	0,00	0,00	0,00 ²⁾	0,00	0,00 ⁴⁾	0,00	0,00 ⁵⁾	0,00 ⁶⁾	0,00 ⁷⁾	
4	ПС 110 кВ Восточная	110/35/10	T-1	110/35/10	40	18,5	0,00	21,69	26,26 ²⁾	27,99	13,18 ⁴⁾	7,01	18,73	12,81 ⁶⁾	18,90 ⁷⁾	14,86
			T-2	110/35/10	40	6,39	26,57	16,59	22,88 ²⁾	20,49	5,84 ⁴⁾	10,77	9,52	11,86 ⁶⁾	16,05 ⁷⁾	
5	ПС 110 кВ Гаспра	110/10	T-1	110/10	16	7,43	8,68	7,09	7,16 ²⁾	0,00	6,03 ⁴⁾	5,59	5,89 ⁵⁾	0,00	0,00 ⁷⁾	0
			T-2	110/10	16	3,20	5,28	9,19	9,57 ²⁾	12,91	5,85 ⁴⁾	5,74	5,14 ⁵⁾	12,71	13,94 ⁷⁾	
6	ПС 110 кВ Гурзуф	110/10	T-1	110/10	10	4,71	3,67	4,18 ¹⁾	5,41	6,99	2,99 ⁴⁾	3,75	5,36 ⁵⁾	5,23 ⁶⁾	10,43 ⁷⁾	0
			T-2	110/10	10	2,75	3,78	2,62 ¹⁾	1,34	1,16	4,28 ⁴⁾	2,97	1,97 ⁵⁾	2,18 ⁶⁾	0,64 ⁷⁾	
7	ПС 110 кВ Дарсан	110/10	T-1	110/10	16	6,61	8,48	8,82 ¹⁾	8,48 ²⁾	7,25	7,72 ⁴⁾	6,77	7,86 ⁵⁾	7,59 ⁶⁾	12,73 ⁷⁾	0
			T-2	110/10	16	7,95	5,85	8,51 ¹⁾	7,45 ²⁾	6,26	7,79 ⁴⁾	8,10	6,48 ⁵⁾	8,38 ⁶⁾	8,82 ⁷⁾	
8	ПС 110 кВ Дозорное	110/35/10	T-1	110/35/10	10	6,57	3,67	4,72 ¹⁾	10,38 ²⁾	6,44 ³⁾	8,46 ⁴⁾	6,89	5,20 ⁵⁾	0,00 ⁶⁾	14,01	0
			T-2	110/35/10	16	10,44	13,07	12,03 ¹⁾	11,93 ²⁾	11,92 ³⁾	11,84 ⁴⁾	7,15	12,39 ⁵⁾	15,43 ⁶⁾	15,05	
9	ПС 110 кВ Завокзальная	110/10	T-1	110/10	16	9,24	0,00	8,25	8,08 ²⁾	6,92 ³⁾	4,79 ⁴⁾	5,23	5,03	4,67	14,40 ⁷⁾	0
			T-2	110/10	16	11,1	14,21	13,89	15,70 ²⁾	12,50 ³⁾	10,74 ⁴⁾	6,52	9,94	18,88	11,29 ⁷⁾	
10	ПС 110 кВ Капсель	110/10	T-1	110/10	6,3	1,88	1,96	2,03 ¹⁾	2,75 ²⁾	2,86	5,18 ⁴⁾	3,25	5,10 ⁵⁾	3,37 ⁶⁾	5,53 ⁷⁾	0
			T-2	110/10	6,3	2,26	2,57	2,44 ¹⁾	2,95 ²⁾	2,46	4,19 ⁴⁾	2,37	0,96 ⁵⁾	3,60 ⁶⁾	5,70 ⁷⁾	
11	ПС 110 кВ Кубанская	110/10	T-1	110/10/10	25	14,74	19,20	20,46	10,43 ²⁾	11,44 ³⁾	7,35	10,50	7,36 ⁵⁾	7,92 ⁶⁾	11,86 ⁷⁾	0
			T-2	110/10/10	25	10,08	11,02	12,19	17,60 ²⁾	16,27 ³⁾	7,60	3,00	9,99 ⁵⁾	6,37 ⁶⁾	5,49 ⁷⁾	
12	ПС 110 кВ Малореченское	110/35/10	T-1	110/10	6,3	3,82	3,19	3,94	4,21	4,51	5,38 ⁴⁾	5,73	4,52 ⁵⁾	3,72 ⁶⁾	3,63 ⁷⁾	0
			T-2	110/35/10	6,3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00 ⁴⁾	0,00	0,00 ⁵⁾	0,00 ⁶⁾	2,53 ⁷⁾	
13	ПС 110 кВ Марьино	110/10	T-1	110/10	16	7,75	6,13	6,52 ¹⁾	8,49 ²⁾	6,02	7,38	5,79	6,60 ⁵⁾	6,44 ⁶⁾	5,76 ⁷⁾	0
			T-2	110/10	16	7,96	9,63	10,36 ¹⁾	9,60 ²⁾	11,05	6,84	5,07	7,20 ⁵⁾	5,07 ⁶⁾	13,30 ⁷⁾	
14	ПС 110 кВ Массандра	110/10	T-1	110/10	10	7,32	7,71	5,29 ¹⁾	7,80	7,36 ³⁾	7,26 ⁴⁾	7,09	8,49 ⁵⁾	6,20 ⁶⁾	8,24 ⁷⁾	0
			T-2	110/10	16	9,14	9,25	13,50 ¹⁾	9,63	14,77 ³⁾	8,69 ⁴⁾	5,88	10,71 ⁵⁾	9,89 ⁶⁾	15,07 ⁷⁾	
15	ПС 110 кВ Митридат	110/10/6	T-1	110/10/6	25	5,75	3,94	4,93	6,22 ²⁾	5,97	3,53	3,82	3,60 ⁵⁾	3,96 ⁶⁾	0,00 ⁷⁾	0
			T-2	110/6	15	13,80	7,88	9,68	12,71 ²⁾	10,96	10,67	6,48	9,16 ⁵⁾	10,33 ⁶⁾	16,38 ⁷⁾	
16	ПС 110 кВ Морское	110/10	T-1	110/10	5,6	0,00	0,00	2,26 ¹⁾	0,00 ²⁾	0,00 ³⁾	2,18 ⁴⁾	0,00	2,12 ⁵⁾	0,00 ⁶⁾	0,00 ⁷⁾	0
			T-2	110/10	2,5	2,39	2,27	0,00 ¹⁾	2,23 ²⁾	2,00 ³⁾	0,00 ⁴⁾	1,76	0,00 ⁵⁾	1,79 ⁶⁾	2,65 ⁷⁾	
17	ПС 110 кВ Набережная	110/10	T-1	110/10/10	25	11,57	11,78	12,36	14,01 ²⁾	14,48 ³⁾	10,98 ⁴⁾	11,21	13,34	13,18 ⁶⁾	17,22 ⁷⁾	0
			T-2	110/10/10	25	13,86	8,96	13,99	17,68 ²⁾	18,81 ³⁾	12,50 ⁴⁾	4,46	12,23	15,38 ⁶⁾	15,14 ⁷⁾	
18	ПС 110 кВ НС-16	110/35/10/6	T-1	110/35/6	10	6,12	5,29	6,89 ¹⁾	7,39 ²⁾	7,66 ³⁾	10,72 ⁴⁾	7,42	6,62 ⁵⁾	5,06 ⁶⁾	9,90 ⁷⁾	0
			T-2	110/35/10	16	0,43	0,58	1,43 ¹⁾	1,64 ²⁾	0,78 ³⁾	0,00 ⁴⁾	0,00	1,09 ⁵⁾	1,12 ⁶⁾	0,03 ⁷⁾	
19	ПС 110 кВ Перевальное	110/10	T-1	110/10	6,3	6,30	2,19	2,52 ¹⁾	3,70	3,72 ³⁾	2,24 ⁴⁾	2,44	1,59	0,45	1,05 ⁷⁾	0
			T-2	110/10	6,3	3,49	2,81	2,20 ¹⁾	2,50	2,92 ³⁾	2,71 ⁴⁾	1,66	1,91	2,29	1,93 ⁷⁾	
20	ПС 110 кВ Родниковое	110/10	T-1	110/10	6,3	1,77	1,56	1,16 ¹⁾	1,50	2,46 ³⁾	1,17 ⁴⁾	3,47	2,68	0,85	3,99 ⁷⁾	0
			T-2	110/10	6,3	0,76	0,50	5,06 ¹⁾	2,30	0,82 ³⁾	3,38 ⁴⁾	4,08	3,65	3,69	3,12 ⁷⁾	
21	ПС 110 кВ Саки	110/35/10	T-1	110/35/10	25	13,12	13,63	12,17 ¹⁾	14,57 ²⁾	14,11	13,96 ⁴⁾	3,37	13,56 ⁵⁾	17,08 ⁶⁾	19,15 ⁷⁾	0
			T-2	110/35/10	25	18,92	6,86	15,10 ¹⁾	16,83 ²⁾	15,15	20,16 ⁴⁾	12,73	21,05 ⁵⁾	20,06 ⁶⁾	22,09 ⁷⁾	
22	ПС 110 кВ Соляная	110/35/6	T-1	110/6	10	7,96	6,06	1,84	2,92 ²⁾	6,67 ³⁾	5,20	4,36	4,89	5,49 ⁶⁾	6,79 ⁷⁾	0
			T-2	110/35/6	6,3	0,00	0,00	4,61	4,54 ²⁾	0,00 ³⁾	0,00	0,00	0,00	0,00 ⁶⁾	0,00 ⁷⁾	
23	ПС 110 кВ Судак	110/35/10	T-1	110/35/10	10	5,73	7,12	7,27 ¹⁾	6,82 ²⁾	6,15 ³⁾	8,77 ⁴⁾	5,61	6,10 ⁵⁾	6,47 ⁶⁾	8,62 ⁷⁾	0
			T-2	110/35/10	16	7,56	7,87	7,11 ¹⁾	9,42 ²⁾	7,97 ³⁾	10,38 ⁴⁾	6,81	9,41 ⁵⁾	7,86 ⁶⁾	12,89 ⁷⁾	
24	ПС 110 кВ Холодильник	110/10	T-1	110/10	6,3	5,74	1,58	3,77	2,63 ²⁾	3,11	3,11 ⁴⁾	3,35	3,47 ⁵⁾	4,06 ⁶⁾	5,42 ⁷⁾	0
25	ПС 110 кВ Центральная	110/35/10	T-1	110/35/10	40,5	24,29	26,49	26,49	23,89 ²⁾	37,21	14,33 ⁴⁾	18,14	20,44 ⁵⁾	22,79 ⁶⁾	32,80	0
			T-2	110/35/10	40,5	24,08	21,56	22,40	27,56 ²⁾	25,15	19,93 ⁴⁾	12,33	17,83 ⁵⁾	16,87 ⁶⁾	17,03	
26	ПС 110 кВ Шарха	110/10	T-1	110/10	10	3,58	2,93	3,22	2,82 ²⁾	3,84	4,06 ⁴⁾	2,07	4,18 ⁵⁾	2,37 ⁶⁾	4,51 ⁷⁾	0
			T-2	110/10	10	5,16	4,54	5,81	5,60 ²⁾	4,50	6,93 ⁴⁾	7,38	5,82 ⁵⁾	5,53 ⁶⁾	7,82 ⁷⁾	
27	ПС 110 кВ Южная	110/35/10	T-1	110/35/10	16	8,62	7,24	12,54	13,70 ²⁾	13,51 ³⁾	4,40 ⁴⁾	9,37	13,46 ⁵⁾	9,69 ⁶⁾	11,68 ⁷⁾	0
			T-2	110/10/10	25	8,62	10,49	15,76	17,51 ²⁾	15,44 ³⁾	5,98 ⁴⁾	6,58	6,57 ⁵⁾	11,96 ⁶⁾	11,94 ⁷⁾	

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	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
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
28	ПС 110 кВ Ялта	110/10	T-1	110/10/10	25	12,96	13,04	13,60 ¹⁾	13,91 ²⁾	15,60 ³⁾	10,38 ⁴⁾	9,99	14,80 ⁵⁾	13,78 ⁶⁾	15,12 ⁷⁾	0
			T-2	110/10/10	25	13,94	14,36	14,83 ¹⁾	12,76 ²⁾	13,16 ³⁾	11,88 ⁴⁾	12,84	11,24 ⁵⁾	12,21 ⁶⁾	18,36 ⁷⁾	

Примечания

- 1 ¹⁾ Приведена фактическая нагрузка трансформатора в день иного замера 16.02.2022.
- 2 ²⁾ Приведена фактическая нагрузка трансформатора в день иного замера 09.02.2023.
- 3 ³⁾ Приведена фактическая нагрузка трансформатора в день иного замера 31.01.2024.
- 4 ⁴⁾ Приведена фактическая нагрузка трансформатора в день иного замера 12.08.2020.
- 5 ⁵⁾ Приведена фактическая нагрузка трансформатора в день иного замера 04.08.2022.
- 6 ⁶⁾ Приведена фактическая нагрузка трансформатора в день иного замера 04.08.2023.
- 7 ⁷⁾ Приведена фактическая нагрузка трансформатора в день иного замера 17.07.2024.

Таблица 12 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора 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	98,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТРДН-25000/110-76 У1	1977	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Белогорск	T-1	ТДТН-25000/110 У1	1992	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110-76 У1	1982	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Веселое	T-1	ТДН-10000/110/10	1989	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМН-2500/110/10	1985	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
4	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
		T-2	ТДТН-40000/110 У1	2021	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
5	ПС 110 кВ Гаспра	T-1	ТДН-16000/110-70 У1	1985	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110-70 У1	1985	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
6	ПС 110 кВ Гурзуф	T-1	ТДН-10000/110 У1	1991	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-10000/110	1970	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
7	ПС 110 кВ Дарсан	T-1	ТДН-16000/110-70 У1	1987	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110-70 У1	1987	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
8	ПС 110 кВ Дозорное	T-1	ТДТН-10000/110	1970	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110-80 У1	1985	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
9	ПС 110 кВ Завокзальная	T-1	ТДН-16000/110-76 У1	1981	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000-79 У1	1985	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
10	ПС 110 кВ Капсель	T-1	ТМН-6300/110/10	1989	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМН-6300/110/10	1989	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
11	ПС 110 кВ Кубанская	T-1	ТРДН-25000/110 У1	2013	98,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТРДН-25000/110 У1	2013	98,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
12	ПС 110 кВ Малореченское	T-1	ТМН-6300/110-71 У1	1979	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМТ-6300/110	1965	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
13	ПС 110 кВ Марьино	T-1	ТДН-16000/110-66	1975	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110 У1	1987	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
14	ПС 110 кВ Массандра	T-1	ТДН-10000/110-70	1975	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110-79 У1	1984	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
15	ПС 110 кВ Митридат	T-1	ТДТН-25000/110-79 У1	1986	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-15000/110	1969	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
16	ПС 110 кВ Морское	T-1	ТМГ-5600/110/10	1959	92,5	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМН-2500/110/10	1982	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
17	ПС 110 кВ Набережная	T-1	ТРДН-25000/110	1985	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТРДН-25000/110	1981	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
18	ПС 110 кВ НС-16	T-1	ТДТН-10000/110/35/10/6	1969	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110-80 У	1984	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
19	ПС 110 кВ Перевальное	T-1	ТМ-6300/110	1966	92,5	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМ-6300/110	1968	92,5	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
20	ПС 110 кВ Родниковое	Т-1	ТМТ-6300/110	1965	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТМН-6300/110-80 У1	1986	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
21	ПС 110 кВ Саки	Т-1	ТДТН-25000/110	1973	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110	1969	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
22	ПС 110 кВ Соляная	Т-1	ТДН-10000/110	1968	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТМТ-6300/110/35/6	1969	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
23	ПС 110 кВ Судак	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	1975	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	1975	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
24	ПС 110 кВ Холодильник	Т-1	ТМН-6300/110-80 У1	1983	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
25	ПС 110 кВ Центральная	Т-1	ТДТНГ-40500/110	1964	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТНГ-40500/110	1968	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
26	ПС 110 кВ Шарха	Т-1	ТДН-10000/110-70 У1	1982	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-10000/110-82 У1	1984	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
27	ПС 110 кВ Южная	Т-1	ТДТН-16000/110 У1	1967	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТРДН-25000/110	1975	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
28	ПС 110 кВ Ялта	Т-1	ТРДН-25000/110-66	1975	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТРДН-25000/110 У1	2014	98,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08

Таблица 13 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Алушта	2024 / лето ¹⁾	26,94	ПС 110 кВ Алушта	ООО «Союз - Алушта - 1»	29.07.2016	515/012-1235-16	2025	4,900	0	10	1,960	37,84	37,84	37,84	37,84	37,84	37,84
				ПС 110 кВ Алушта	ООО «Санаторий Славутич»	04.07.2024	460/012-2419-24	2026	1,000	0	10	0,200						
				ПС 110 кВ Алушта	ООО «СЗ «Курортный комплекс Лучистый»	03.04.2024	460/012-1021-24	2026	2,498	0	10	0,999						
				ПС 110 кВ Алушта	ООО «Вест-Акцент-Строй»	15.06.2016	515/012-864-16	2026	0,691	0	0,4	0,276						
				ПС 110 кВ Алушта	ООО «СЗ «Союз-Алушта-2»	18.11.2022	460/012-4217-22	2025	1,945	0	10	0,778						
				ПС 110 кВ Алушта	ООО «СЗ «Союз-Алушта-2»	18.11.2022	460/012-4218-22	2025	2,885	0	10	1,154						
				ПС 110 кВ Алушта	ООО «СЗ «Д-СТРОЙ»	16.08.2023	460/012-2910-23	2025	0,976	0	10	0,195						
				ПС 110 кВ Алушта	ООО «СЗ «Крымжилстрой»	09.10.2023	460/012-3277-23	2025	0,912	0	0,4	0,365						
				ПС 110 кВ Алушта	ООО «СЗ «Доверие»	09.11.2023	460/012-4265-23	2025	3,990	0	10	1,596						
				ПС 110 кВ Алушта	ООО «СЗ «СТРОЙИНВЕСТ-АЛЬЯНС»	07.03.2024	460/012-783-24	2025	1,518	0,140	10	0,551						
				ПС 110 кВ Алушта	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	16,473	0	0,4	1,647						
				ПС 110 кВ Алушта	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,942	0	10	0,394						
2	ПС 110 кВ Белогорск	2024 / зима	34,73	ПС 110 кВ Белогорск	ООО «ТК Белогорский»	08.11.2017	1303/002-30-17	2025	30,000	8,100	10	19,710	60,78	60,78	60,78	60,78	60,78	60,78
				ПС 110 кВ Белогорск	ООО «СЗ «Горки Парк»	26.08.2022	460/005-2845-22	2026	3,110	0	35	1,555						
				ПС 110 кВ Белогорск	ООО «Усадьба Белогорье»	06.07.2021	460/007-1553-21	2025	1,000	0,149	10	0,766						
				ПС 110 кВ Белогорск	ООО «Белстрой»	22.11.2023	460/007-4480-23	2025	1,001	0	10	0,400						
				ПС 110 кВ Белогорск	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,981	0	0,4	0,498						
				ПС 110 кВ Белогорск	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,766	0	10	0,277						
				ПС 35 кВ Долиновка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,963	0	0,4	0,096						
				ПС 35 кВ Долиновка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,500	0	10	0,050						

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
				ПС 35 кВ Зуя	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,556	0	0,4	0,256						
				ПС 35 кВ Зуя	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,999	0	10	0,100						
				ПС 35 кВ Крымская Роза	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,232	0	0,4	0,123						
				ПС 35 кВ Крымская Роза	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,114	0	10	0,211						
				ПС 35 кВ Межгорье	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,601	0	0,4	0,060						
				ПС 35 кВ Межгорье	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,680	0	10	0,068						
				ПС 35 кВ Петрово	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,045	0	0,4	0,005						
3	ПС 110 кВ Веселое	2024 / лето ¹⁾	3,39	ПС 110 кВ Веселое	ООО «СЗ «ПРОМЕТЕЙ»	29.08.2024	460/022-2349-24	2026	1,440	0,280	10	0,232	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77
				ПС 110 кВ Веселое	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,888	0	0,4	0,089						
				ПС 110 кВ Веселое	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,320	0	10	0,032						
4	ПС 110 кВ Восточная	2023 / зима ¹⁾	49,14	ПС 110 кВ Восточная	ООО «СЗ «Горки Парк»	21.01.2021	460/005-79-21	2025	4,850	0	35	1,940	48,08	48,37	48,37	48,37	48,37	48,37
				ПС 110 кВ Восточная	ООО «Крымский газобетонный завод»	28.03.2022	460/004-877-22	2025	1,700	0,800	10	0,63						
				ПС 110 кВ Восточная	ООО «СЗ «Горки Парк»	26.08.2022	460/005-2845-22	2026	3,110	0	35	1,555						
				ПС 110 кВ Восточная	ООО «Крымтранзитэнерго»	18.08.2023	460/004-2289-23	2025	4,410	2,665	10	1,222						
				ПС 110 кВ Восточная	ФГКУЗ ПЧС Республики Крым Роспотребнадзора	30.10.2023	460/004-4354-23	2025	1,570	0	0,4	0,314						
				ПС 110 кВ Восточная	Физ. лицо	19.05.2025	460/004-1762-25ИП	2027	0,6722	0	10	0,269						
				ПС 110 кВ Восточная	ООО «Крымтранзитэнерго»	14.12.2023	460/005-5050-23	2025	3,250	1,000	10	0,900						
				ПС 110 Восточная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	6,629	0	0,4	0,663						
				ПС 110 Восточная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,193	0	10	0,319						
				ПС 35 кВ Донское	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,209	0	0,4	0,121						
				ПС 35 кВ Донское	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,433	0	10	0,143						
				ПС 35 кВ Трудовое	ООО «Управляющая компания «Индустриальный парк «Долгоруковский»	06.03.2024	460/005-519-24	2026	1,000	0	10	0,900						
				ПС 35 кВ Трудовое	Физ. лицо	09.07.2024	460/005-2433-24	2026	2,000	0	10	1,800						
				ПС 35 кВ Трудовое	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	12,469	0	0,4	1,247						
				ПС 35 кВ Трудовое	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,155	0	10	0,215						
				ПС 35 кВ Урожайное	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	7,462	0	0,4	0,746						
				ПС 35 кВ Урожайное	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,918	0	10	0,092						
5	ПС 110 кВ Гаспра	2023 / зима ¹⁾	16,73	ПС 110 кВ Гаспра	ООО «Солидарность»	19.04.2022	460/015-1109-22	2025	1,370	0	10	0,274	20,02	20,02	20,02	20,02	20,02	20,02
				ПС 110 кВ Гаспра	Федеральное бюджетное лечебно-профилактическое учреждение «Санаторий «Днепр» Федеральная налоговая служба	11.03.2021	460/015-407-21	2025	1,839	1,080	0,4	0,152						
				ПС 110 кВ Гаспра	АО «Ореанда-12»	02.10.2024	460/015-2681-24	2025	2,300	0,900	10	0,280						
				ПС 110 кВ Гаспра	ООО «Горные высоты»	24.04.2025	460/015-123-25ип	2025	2,300	0,200	10	1,050						
				ПС 110 кВ Гаспра	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	10,261	0	0,4	1,026						
				ПС 110 кВ Гаспра	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,669	0	10	0,267						

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
6	ПС 110 кВ Гурзуф	2024 / лето ¹⁾	11,07	ПС 110 кВ Гурзуф	ООО «Дельфин-2001»	24.11.2021	460/015-3681-21	2025	0,681	0	10	0,272	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51
				ПС 110 кВ Гурзуф	ООО «СЗ «ЧСК»	29.09.2021	460/015-2845-21	2025	0,924	0	10	0,370						
				ПС 110 кВ Гурзуф	ООО «СЗ «АЛЬМАГОР»	13.12.2021	460/015-3917-21	2025	1,728	0	10	0,691						
				ПС 110 кВ Гурзуф	ООО «Дельфин-2001»	24.11.2021	460/015-3680-21	2025	1,903	0,620	10	0,513						
				ПС 110 кВ Гурзуф	ООО «СЗ «КРЫМ-ТУРСЕРВИС»	12.09.2023	460/015-3439-23	2026	1,392	0,122	10	0,508						
				ПС 110 кВ Гурзуф	ООО «СЗ «МОРЕ.ЦЕНТР»	05.02.2025	460/015-353-25СО	2025	0,750	0,020	10	0,146						
				ПС 110 кВ Гурзуф	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,115	0	0,4	0,411						
				ПС 110 кВ Гурзуф	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,798	0	10	0,280						
7	ПС 110 кВ Дарсан	2024 / лето ¹⁾	21,55	ПС 110 кВ Дарсан	ООО «Управляющая компания инфраструктурных проектов»	27.09.2022	460/015-3165-22	2025	4,523	0,240	10	1,713	28,55	29,26	29,26	29,26	29,26	29,26
				ПС 110 кВ Дарсан	ООО «Корона Люкс»	02.03.2018	443/015-274-18	2025	2,000	0	10	0,800						
				ПС 110 кВ Дарсан	ООО «ЯВ ВЕСТА-СЕРВИС»	28.12.2021	460/015-3901-21	2025	1,823	0	10	0,911						
				ПС 110 кВ Дарсан	ООО НПФ «ИНСТИТУТ ЗДОРОВЬЯ»	30.09.2022	460/015-3339-22	2025	0,900	0	10	0,360						
				ПС 110 кВ Дарсан	ООО «СЗ «Роялта»	03.12.2021	460/015-3396-21	2025	3,000	1,500	10	0,600						
				ПС 110 кВ Дарсан	ФГКУ «СТЗ «ФМБА» России	10.04.2024	460/015-2015-23	2026	5,324	0	10	1,065						
				ПС 110 кВ Дарсан	ООО «СЗ «Южнобережный»	18.04.2025	460/015-1460-25СО	2027	1,644	0	10	0,658						
				ПС 110 кВ Дарсан	ООО «СЗ «Крымский берег»	14.04.2025	460/015-1392-25СО	2025	0,75	0	10	0,300						
				ПС 110 кВ Дарсан	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	5,494	0	0,4	0,549						
				ПС 110 кВ Дарсан	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,992	0	10	0,199						
8	ПС 110 кВ Дозорное	2024 / лето	29,06	ПС 110 кВ Дозорное	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,219	0	0,4	0,022	32,19	32,19	32,19	32,19	32,19	32,19
				ПС 35кВ Вольное	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,120	0	0,4	0,012						
				ПС 35 кВ Глебовка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,069	0	0,4	0,007						
				ПС 35 кВ Красносельское	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	9,089	0	0,4	0,909						
				ПС 35 кВ Красносельское	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,354	0	10	0,135						
				ПС 35 кВ Медведево	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,049	0	0,4	0,105						
				ПС 35 кВ Медведево	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,299	0	10	0,030						
				ПС 35 кВ Новоульяновка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,638	0	0,4	0,464						
				ПС 35 кВ Новоульяновка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,310	0	10	0,031						
				ПС 35 кВ Тарханкут	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,413	0	0,4	0,341						
				ПС 35 кВ Тарханкут	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,875	0	10	0,088						
				ПС 35 кВ Черноморское	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	7,261	0	0,4	0,726						
				ПС 35 кВ Черноморское	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,778	0	10	0,078						
9	ПС 110 кВ Завокзальная	2024 / лето ¹⁾	25,69	ПС 110 кВ Завокзальная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,789	0	0,4	0,379	26,28	26,28	26,28	26,28	26,28	26,28
				ПС 110 кВ Завокзальная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,754	0	10	0,175						
10	ПС 110 кВ Капсель	2024 / лето ¹⁾	11,23	ПС 110 кВ Капсель	ООО «ТРОНАЙТ»	18.09.2024	460/022-2827-24	2026	0,958	0	10	0,192	15,21	15,21	15,21	15,21	15,21	15,21
				ПС 110 кВ Капсель	ООО «СЗ «Судакский»	31.10.2024	460/022-3034-22	2025	3,009	0	10	1,204						
				ПС 110 кВ Капсель	ООО «СЗ «Судакский»	31.10.2024	460/022-3032-24	2025	2,019	0	10	0,808						
				ПС 110 кВ Капсель	ООО «СЗ «Судакский»	05.11.2024	460/022-4312-24	2025	2,083	0	10	0,833						
				ПС 110 кВ Капсель	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	6,357	0	0,4	0,636						
				ПС 110 кВ Капсель	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,375	0	10	0,038						

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
11	ПС 110 кВ Кубанская	2022 / зима	32,65	ПС 110 кВ Кубанская	ФГКУЗ ПЧС РК Роспотребнадзора	30.10.2023	460/004-4354-23	2025	1,570	0	0,4	0,314	36,74	36,74	36,74	36,74	36,74	36,74
				ПС 110 кВ Кубанская	ООО «КрымСахСтрой»	25.04.2017	443/004-741-17	2025	0,880	0	10	0,440						
				ПС 110 кВ Кубанская	ООО «Крымский газобетонный завод»	28.03.2022	460/004-877-22	2025	1,700	0,800	10	0,630						
				ПС 110 кВ Кубанская	ООО «КрымТранзитЭнерго»	18.08.2023	460/004-2289-23	2025	4,410	2,665	10	1,222						
				ПС 110 кВ Кубанская	ООО «Индустрия развития»	20.12.2022	460/004-4005-22	2025	0,800	0,130	10	0,335						
				ПС 110 кВ Кубанская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	5,191	0	0,4	0,519						
				ПС 110 кВ Кубанская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,386	0	10	0,339						
12	ПС 110 кВ Малореченское	2024 / лето ¹⁾	6,16	ПС 110 кВ Малореченское	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	6,486	0	0,4	0,649	6,97	6,97	6,97	6,97	6,97	6,97
				ПС 110 кВ Малореченское	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,990	0	10	0,099						
13	ПС 110 кВ Марьино	2024 / лето ¹⁾	19,06	ПС 110 кВ Марьино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,417	0	0,4	0,442	19,70	19,70	19,70	19,70	19,70	19,70
				ПС 110 кВ Марьино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,524	0	10	0,152						
14	ПС 110 кВ Массандра	2024 / лето ¹⁾	23,31	ПС 110 кВ Массандра	ООО «Дельфин-2001»	24.11.2021	460/015-3681-21	2025	0,681	0	10	0,272	27,70	27,70	27,70	27,70	27,70	27,70
				ПС 110 кВ Массандра	ООО «СЗ «ГРАНДЕКС»	07.09.2022	460/015-2965-22	2025	0,900	0	10	0,360						
				ПС 110 кВ Массандра	ООО «СЗ «ЧСК»	29.09.2021	460/015-2845-21	2025	0,924	0	10	0,370						
				ПС 110 кВ Массандра	ООО «ФОРВАРД ГРУПП»	17.08.2021	460/015-2527-21	2025	1,170	0	10	0,468						
				ПС 110 кВ Массандра	ООО «Дельфин-2001»	24.11.2021	460/015-3680-21	2025	1,903	0,620	10	0,513						
				ПС 110 кВ Массандра	Физ. лицо	13.09.2023	460/015-3637-23	2025	0,753	0	10	0,301						
				ПС 110 кВ Массандра	ООО «МЕЧТА»	29.08.2024	460/015-2173-24	2026	2,000	0	10	0,400						
				ПС 110 кВ Массандра	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	8,108	0	0,4	0,811						
				ПС 110 кВ Массандра	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	5,755	0	10	0,575						
15	ПС 110 кВ Митридат	2020 / зима	19,55	ПС 110 кВ Митридат	ГУП РК «Крымские морские порты»	26.07.2016	515/027-1014-16	2025	5,416	4,176	6	0,496	20,81	20,81	20,81	20,81	20,81	20,81
				ПС 110 кВ Митридат	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,937	0	0,4	0,494						
				ПС 110 кВ Митридат	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,844	0	10	0,184						
16	ПС 110 кВ Морское	2024 / лето ¹⁾	2,65	ПС 110 кВ Морское	ООО «Алмаз»	03.11.2023	460/022-2652-23	2025	1,000	0	10	0,200	3,08	3,08	3,08	3,08	3,08	3,08
				ПС 110 кВ Морское	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,261	0	0,4	0,126						
				ПС 110 кВ Морское	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,750	0	10	0,075						

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
17	ПС 110 кВ Набережная	2024 / зима ¹⁾	33,29	ПС 110 кВ Набережная	ГКУ РК «Инвестиционно-строительное управление Республики Крым»	16.05.2017	443/004-799-17	2025	1,210	0	0,4	0,242	35,50	35,50	35,50	35,50	35,50	35,50
				ПС 110 кВ Набережная	ООО «СЗ «Омега Салгир»	18.07.2022	460/004-1622-22	2025	1,200	0,300	10	0,360						
				ПС 110 кВ Набережная	ООО «СЗ «КСК»	21.08.2023	460/004-2287-23	2025	1,639	0	10	0,328						
				ПС 110 кВ Набережная	ООО «СЗ «Омега Салгир»	11.07.2023	460/004-2392-23	2025	3,700	2,500	10	0,480						
				ПС 110 кВ Набережная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	5,123	0	0,4	0,512						
				ПС 110 кВ Набережная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,260	0	10	0,126						
18	ПС 110 кВ НС-16	2020 / лето ¹⁾	10,72	ПС 110 кВ НС-16	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,235	0	0,4	0,023	10,87	10,87	10,87	10,87	10,87	10,87
				ПС 35 кВ Кировская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,000	0	0,4	0,100						
				ПС 35 кВ Кировская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,040	0	10	0,004						
				ПС 35 кВ Красносельская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,130	0	0,4	0,013						
				ПС 35 кВ Красносельская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,050	0	10	0,005						
19	ПС 110 кВ Перевальное	2020 / зима	9,79	ПС 110 кВ Перевальное	ООО «ПМК-84»	01.11.2023	460/005-3764-23	2025	1,288	0	10	0,515	11,05	11,05	11,05	11,05	11,05	11,05
				ПС 110 кВ Перевальное	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,725	0	0,4	0,417						
				ПС 110 кВ Перевальное	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,883	0	10	0,187						
20	ПС 110 кВ Родниковое	2021 / лето	7,55	ПС 110 кВ Родниковое	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,967	0	0,4	0,197	7,83	7,83	7,83	7,83	7,83	7,83
				ПС 110 кВ Родниковое	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,700	0	10	0,070						
21	ПС 110 кВ Саки	2024 / лето ¹⁾	41,24	ПС 110 кВ Саки	Физ. лицо	11.11.2021	460/034-2858-21	2025	0,790	0	0,4	0,316	49,62	49,62	49,62	49,62	49,62	49,62
				ПС 110 кВ Саки	МКУ «Сакиинвестпроект»	09.03.2017	443/034-2410-16	2025	0,900	0	10	0,630						
				ПС 110 кВ Саки	ООО «Виктория»	29.03.2018	443/034-286-18	2025	3,000	0	35	1,200						
				ПС 35 кВ Суворовская	ООО «Табачная компания «ПЭППЭЛЛ»	18.04.2022	460/034-1208-22	2025	2,100	1,350	10	0,375						
				ПС 35 кВ Совхозная	ООО «Троица»	15.02.2023	460/034-171-23	2025	2,000	0	10	0,400						
				ПС 35 кВ Колос	МКУ «Сакиинвестпроект»	09.03.2017	443/034-2411-16	2025	0,900	0	10	0,630						
				ПС 35 кВ Николаевка	ООО «СЗ «Престижстрой»	07.03.2023	460/005-3609-22	2025	1,100	0	10	0,440						
				ПС 35 кВ Николаевка	ООО «Велес-Крым»	03.07.2023	460/005-1918-23	2025	0,800	0	10	0,080						
				ПС 35 кВ Новофедоровка	АО «МЕДДИРТ САКИ»	28.09.2020	460/034-2062-20	2025	2,000	0	10	0,400						
				ПС 35 кВ Новофедоровка	ООО «СЗ «Авангардъ»	04.08.2022	460/034-2665-22	2026	0,900	0	10	0,360						
				ПС 110 кВ Саки	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	5,410	0	0,4	0,541						
				ПС 110 кВ Саки	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,969	0	10	0,097						
				ПС 35 кВ Ивановская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,179	0	0,4	0,018						
				ПС 35 кВ Ивановская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,130	0	10	0,013						

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируе- мый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
				ПС 35 кВ Колос	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,755	0	0,4	0,075						
				ПС 35 кВ Колос	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,600	0	10	0,060						
				ПС 35 кВ Николаевка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,902	0	0,4	0,390						
				ПС 35 кВ Николаевка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,225	0	10	0,123						
				ПС 35 кВ Новофедоровка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,583	0	0,4	0,258						
				ПС 35 кВ Новофедоровка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,905	0	10	0,191						
				ПС 35 кВ Ореховская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,238	0	0,4	0,224						
				ПС 35 кВ Ореховская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,300	0	10	0,030						
				ПС 35 кВ Совхозная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,646	0	0,4	0,265						
				ПС 35 кВ Совхозная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,317	0	10	0,132						
				ПС 35 кВ Сольпром	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,078	0	0,4	0,008						
				ПС 35 кВ Суворовская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,586	0	0,4	0,359						
				ПС 35 кВ Суворовская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,150	0	10	0,015						
				ПС 35 кВ Фрунзенская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,610	0	0,4	0,061						
				ПС 35 кВ Фрунзенская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,835	0	10	0,084						
22	ПС 110 кВ Соляная	2023 / зима ¹⁾	7,46	ПС 110 кВ Соляная	ООО «ПАНТИКАПЕЙ СТОРИ»	04.09.2024	460/027-1859-24	2026	0,684	0	0,4	0,274	8,12	8,12	8,12	8,12	8,12	8,12
				ПС 110 кВ Соляная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,344	0	0,4	0,234						
				ПС 110 кВ Соляная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,070	0	10	0,107						
23	ПС 110 кВ Судак	2024 / лето ¹⁾	21,51	ПС 110 кВ Судак	Автономная некоммерческая организация «Центр развития культурных инициатив»	14.12.2023	460/022-4512-23	2025	1,160	0	10	0,232	25,56	25,56	25,56	25,56	25,56	25,56
				ПС 110 кВ Судак	ООО «Триера»	24.10.2022	460/022-3645-22	2025	0,764	0	10	0,306						
				ПС 110 кВ Судак	ООО «Автолайн»	05.12.2023	460/022-4098-23	2025	0,960	0,050	10	0,637						
				ПС 110 кВ Судак	ООО «Автолайн»	05.12.2023	460/022-4097-23	2025	0,950	0	10	0,665						
				ПС 110 кВ Судак	ООО «СЗ «Судакский»	05.11.2024	460/022-4311-24	2026	2,976	0	10	1,190						
				ПС 110 кВ Судак	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	6,275	0	0,4	0,627						
				ПС 110 кВ Судак	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,018	0	10	0,102						
				ПС 110 кВ Судак	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,018	0	10	0,102						
				ПС 110 кВ Судак	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,018	0	10	0,102						
				ПС 110 кВ Судак	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,018	0	10	0,102						
				ПС 110 кВ Судак	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,018	0	10	0,102						
				ПС 110 кВ Судак	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,018	0	10	0,102						
24	ПС 110 кВ Холодильник	2020 / зима	5,74	ПС 110 кВ Холодильник	ООО «Стройбизнес партнер»	30.08.2021	460/031-2506-21	2025	2,233	0	0,4	0,893	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45
				ПС 110 кВ Холодильник	ООО «СЗ «Квартал 5.8»	15.06.2022	460/031-1968-22	2025	2,800	0,933	10	1,307						
				ПС 110 кВ Холодильник	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,178	0	0,4	0,118						
				ПС 110 кВ Холодильник	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,952	0	10	0,195						
25	ПС 110 кВ Центральная	2024 / зима	62,36	ПС 110 кВ Центральная	ГКУ РК «Инвестиционно-строительное управление Республики Крым»	16.05.2017	443/004-799-17	2025	1,210	0	0,4	0,242	72,06	72,06	72,06	72,06	72,06	72,06
				ПС 110 кВ Центральная	ГКУ РК «Инвестиционно-строительное управление Республики Крым»	07.11.2016	443/004-1764-16	2025	0,840	0	0,4	0,336						

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируе- мый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА													
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.								
				ПС 110 кВ Центральная	Физ. лицо	14.07.2016	515/004-1257-16	2025	1,200	0	10	0,480														
				ПС 110 кВ Центральная	ГУП РК «Крымтехнологии» (нежилое)	27.12.2018	443/004-2230-18	2025	1,440	0,640	10	0,400														
				ПС 110 кВ Центральная	ООО «СЗ «Эдикон»	25.12.2023	460/004-5141-23	2025	1,460	0,500	10	0,384														
				ПС 35 кВ Красная	ООО «СЗ «Столичная Коммерческая Группа»	07.11.2018	443/005-1793-18	2025	2,707	0	35	1,083														
				ПС 35 кВ Николаевка	ООО «СЗ «Престижстрой»	07.03.2023	460/005-3609-22	2025	1,100	0	10	0,440														
				ПС 35 кВ Николаевка	ООО «Велес-Крым»	03.07.2023	460/005-1918-23	2025	0,800	0	10	0,080														
				ПС 35 кВ Перово	ООО «Бульдер»	14.05.2018	443/005-622-18	2025	1,000	0	10	0,400														
				ПС 35 кВ Красная	ООО «СЗ «Орион»	18.12.2023	460/005-5111-23	2025	1,280	0	10	0,512														
				ПС 35 кВ Красная	ООО «СЗ «Орион»	18.12.2023	460/005-5112-23	2025	1,450	0	10	0,580														
				ПС 110 кВ Центральная	ТУ для ТП менее 670 кВт						2025	6,507							0	0,4	0,651					
				ПС 110 кВ Центральная	ТУ для ТП менее 670 кВт						2025	3,072							0	10	0,307					
				ПС 35 кВ Заветное	ТУ для ТП менее 670 кВт						2025	2,040							0	0,4	0,204					
				ПС 35 кВ Заветное	ТУ для ТП менее 670 кВт						2025	0,657							0	10	0,066					
				ПС 35 кВ Западная	ТУ для ТП менее 670 кВт						2025	0,814							0	0,4	0,081					
				ПС 35 кВ Западная	ТУ для ТП менее 670 кВт						2025	0,712							0	10	0,071					
				ПС 35 кВ Кольчугино	ТУ для ТП менее 670 кВт						2025	1,007							0	0,4	0,101					
				ПС 35 кВ Кольчугино	ТУ для ТП менее 670 кВт						2025	0,010							0	10	0,001					
				ПС 35 кВ Красная	ТУ для ТП менее 670 кВт						2025	10,414							0	0,4	1,041					
				ПС 35 кВ Красная	ТУ для ТП менее 670 кВт						2025	0,450							0	10	0,045					
				ПС 35 кВ Николаевка	ТУ для ТП менее 670 кВт						2025	3,902							0	0,4	0,390					
				ПС 35 кВ Николаевка	ТУ для ТП менее 670 кВт						2025	1,225							0	10	0,123					
				ПС 35 кВ Перово	ТУ для ТП менее 670 кВт						2025	7,984							0	0,4	0,798					
				ПС 35 кВ Перово	ТУ для ТП менее 670 кВт						2025	1,887							0	10	0,189					
26	ПС 110 кВ Шарха	2024 / лето ¹⁾	12,33	ПС 110 кВ Шарха	ООО «СЗ «УТЕС»	25.11.2022	460/012-3847-22	2028	0,920	0	10	0,184	15,08	15,08	15,28	15,28	15,28	15,28								
				ПС 110 кВ Шарха	ООО «СЗ «СИМСТРОЙПРОЕКТ»	15.02.2023	460/012-4815-22	2026	1,367	0	0,4	0,547														
				ПС 110 кВ Шарха	ООО «Роздрав Альянс»	29.07.2020	460/012-300-20	2025	1,025	0,060	10	0,193														
				ПС 110 кВ Шарха	ФГУП «КОМПЛЕКС»	10.06.2024	460/012-1684-24	2026	1,200	0	10	0,240														
				ПС 110 кВ Шарха	ГКУ РК «Инвестиционно-строительное управление Республики Крым»	01.04.2025	012-842-25ипсо	2025	0,215	0,105	0,4	0,077														
				ПС 110 кВ Шарха	ГКУ РК «Инвестиционно-строительное управление Республики Крым»	01.04.2025	012-842-25ипсо	2026	0,718	0,215	0,4	0,352														
				ПС 110 кВ Шарха	ТУ для ТП менее 670 кВт						2025	8,797							0	0,4	0,880					
				ПС 110 кВ Шарха	ТУ для ТП менее 670 кВт						2025	2,616							0	10	0,262					

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
27	ПС 110 кВ Южная	2023 / зима ¹⁾	30,61	ПС 35 кВ Залесье	ИП Калашникова Е.С.	10.02.2022	460/005-3068-21	2025	1,200	0,506	10	0,347	32,98	32,98	32,98	32,98	32,98	32,98
				ПС 35 кВ Каштановка	ООО «САБЛЫ»	14.05.2024	460/003-1235-24	2026	0,850	0	10	0,340						
				ПС 110 кВ Южная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,801	0	0,4	0,480						
				ПС 110 кВ Южная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,058	0	10	0,106						
				ПС 35 кВ Залесье	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,019	0	0,4	0,402						
				ПС 35 кВ Залесье	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,669	0	10	0,367						
				ПС 35 кВ Каштановка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,538	0	0,4	0,154						
28	ПС 110 кВ Ялта	2024 / лето ¹⁾	33,48	ПС 110 кВ Ялта	ООО «Спектраль-Аквастайл»	15.05.2018	443/015-659-18	2025	1,157	0	0,4	0,463	39,26	39,78	39,78	39,78	39,78	39,78
				ПС 110 кВ Ялта	ООО «ИНВЕСТ-СТРОЙ»	19.10.2021	460/015-3404-21	2025	1,099	0	0,4	0,440						
				ПС 110 кВ Ялта	ООО «Даниил»	08.05.2019	460/015-724-19	2025	0,860	0	10	0,172						
				ПС 110 кВ Ялта	ООО «Секунда»	24.03.2020	460/015-2906-19	2025	1,557	0	10	0,623						
				ПС 110 кВ Ялта	ООО «СЗ «Олимпия»	07.03.2024	460/015-787-24	2025	1,167	0,150	10	0,407						
				ПС 110 кВ Ялта	ООО «СЗ «Олимпия»	07.03.2024	460/015-787-24	2027	2,367	1,167	10	0,48						
				ПС 110 кВ Ялта	ООО «Корона Люкс»	02.03.2018	443/015-274-18	2025	2,000	0	10	0,800						
				ПС 110 кВ Ялта	ООО «СЗ «МАЙТА»	14.09.2023	460/015-3650-23	2025	0,900	0,015	10	0,177						
				ПС 110 кВ Ялта	ООО «СЗ «МЕГАПОЛИССТРОЙ-ЮГ-1»	02.11.2023	460/015-4514-23	2025	1,120	0	10	0,448						
				ПС 110 кВ Ялта	ООО Фирма «Сони»	18.07.2024	460/015-418-24	2026	1,100	0	10	0,220						
				ПС 110 кВ Ялта	ФГБУ «Санаторий РОП РФ «Россия»	02.04.2024	460/015-416-24	2026	0,850	0	10	0,170						
				ПС 110 кВ Ялта	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	11,356	0	0,4	1,136						
				ПС 110 кВ Ялта	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,099	0	10	0,310						

Примечание – ¹⁾ Приведена суммарная фактическая нагрузка трансформаторов в день иного замера

ПС 110 кВ Алушта.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (17.07.2024) и составила 26,94 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 26,2 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 97,3 % от $S_{\text{дн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +36,2 °С и при повышенном износе изоляции (нормальном режиме нагрузки) составляет 1,107 (0,854).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 41,59 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 10,90 МВА).

Согласно информации от ГУП РК «Крымэнерго» в соответствии с несколькими ТУ для ТП заявленной мощностью менее 5 МВт (ООО «СЗ «Доверие» договор ТП от 09.11.2023 № 460/012-4265-23, ООО «СЗ «Стройинвестальянс» договор ТП от 07.03.2024 № 460/012-783-24, ООО «СЗ «Курортный комплекс Лучистый» договор ТП от 03.04.2024 № 460/012-1021-24, ООО «Санаторий «Славутич» договор ТП от 04.07.2024 № 460/012-2419-24) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Алушта 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 для 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 26,94 + 10,90 + 0 - 0 = 37,84 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2)

ПС 110 кВ Алушта, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 36,8 % (77,2 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Алушта ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Алушта расчетный объем ГАО составит 10,29 (16,49) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 37,84 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(й), – АО «Крымэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Белогорск.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 34,73 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 97 % (26,1 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +6,9 °С 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 44,30 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 26,05 МВА).

Согласно информации от ГУП РК «Крымэнерго» в соответствии с несколькими ТУ для ТП заявленной мощностью менее 5 МВт (ООО «СЗ «Горки Парк» договор ТП от 26.08.2022 № 460/005-2845-22, ООО «Усадьба Белогорье» договор ТП от 06.07.2021 № 460/007-1553-21, ООО «БЕЛСТРОЙ» договор ТП от 22.11.2023 № 460/007-4480-23) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Белогорск с увеличением трансформаторной мощности.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 34,73 + 26,05 + 0 - 0 = 60,78 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Белогорск, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 120,6 % (244,7 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Белогорск ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Белогорск расчетный объем ГАО составит 33,23 (43,125) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР выявлена необходимость замены существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 60,78 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП.

Согласно информации от ГУП РК «Крымэнерго», в соответствии с ТУ для ТП ООО «ТК Белогорский» (договор ТП 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 1×25 МВА и Т-2 1×16 МВА на 2×63 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Веселое.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (17.07.2024) и составила 3,39 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 58,8 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 39,7 % от $S_{\text{дн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 36,2$ °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,854.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,368 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,38 МВА).

Согласно информации от ГУП РК «Крымэнерго» в соответствии с ТУ для ТП заявленной мощностью менее 5 МВт (ООО «СЗ «Прометей» договор ТП от 29.08.2024 № 460/022-2349-24) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Веселое с увеличением трансформаторной мощности.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 3,39 + 0,38 + 0 - 0 = 3,77 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2

ПС 110 кВ Веселое, оставшегося в работе после отключения Т-1, на величину до 76,6 % (без ТП превышение до 58,8 %). Нагрузка существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Веселое, оставшегося в работе после отключения Т-2, не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 44,1 % от $S_{\text{дн}}$.

Возможность снижения загрузки 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 1,64 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить мощность трансформатора Т-2 не менее 3,77 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 4 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 1×2,5 МВА на 1×4 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Гаспра.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (09.02.2023) и составила 16,73 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 89,8 % от $S_{\text{дн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -4,0 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,170.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 18,56 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,286 МВА).

Согласно информации от ГУП РК «Крымэнерго» в соответствии с несколькими ТУ для ТП заявленной мощностью менее 5 МВт (ООО «СК Этажи» договор ТП от 31.01.2024 № 460/015-163-24, АО «Ореанда-12» договор ТП от 02.10.2024 № 460/015-2681-24) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Гаспра с увеличением трансформаторной мощности.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 16,73 + 3,286 + 0 - 0 = 20,016 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Гаспра, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 6,9 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Гаспра ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Гаспра расчетный объем ГАО составит 1,294 МВА.

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 иной замер 2024 года (17.07.2024) и составившей 13,94 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 2,0 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 36,2^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,854.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 13,94 + 3,286 + 0 - 0 = 17,27 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Гаспра, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 26,1 % (без ТП превышение до 2,0 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Гаспра ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Гаспра расчетный объем ГАО составит 3,56 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 17,27 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(й), – АО «Крымэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Гурзуф.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (17.07.2024) и составила 11,07 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 29,6 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 36,2^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,854.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 13,53 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,439 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 11,07 + 3,439 + 0 - 0 = 14,51 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Гурзуф, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 69,9 % от $S_{\text{ддн}}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Гурзуф ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае превышения $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов на ПС 110 кВ Гурзуф расчетный объем ГАО составит 5,97 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 14,51 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(й), – АО «Крымэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Дарсан.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (17.07.2024) и составила 21,55 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 57,7 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 36,2^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,854.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 25,71 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 7,71 МВА).

Согласно информации от ГУП РК «Крымэнерго», в соответствии с несколькими ТУ для ТП (ФГКУ «СТЗ «ФМБА» России договор ТП от 10.04.2024 № 460/015-2015-23 заявленной мощностью 5,324 МВт, ООО «СЗ «Южнобережный» договор ТП 18.04.2025 № 460/015-1460-25СО заявленной мощностью 1,644 МВт, ООО «СЗ «Крымский берег» договор ТП 14.04.2025 № 460/015-1392-25СО

заявленной мощностью 0,75 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Дарсан с увеличением трансформаторной мощности.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 21,55 + 7,71 + 0 - 0 = 29,26 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Дарсан, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 114,1 % (без ТП превышение до 57,7 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Дарсан ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае превышения $S_{\text{длн}}$ трансформаторов на ПС 110 кВ Дарсан расчетный объем ГАО составит 15,60 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 29,26 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 2×16 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Завокзальная.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (17.07.2024) и составила 25,69 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 88,0 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 36,2^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,854.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,54 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,59 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 25,69 + 0,59 + 0 - 0 = 26,28 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на

другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Завокзальная, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 92,3 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Завокзальная ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Завокзальная расчетный объем ГАО составит 12,62 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 26,28 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 2×16 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Капсель.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (17.07.2024) и составила 11,23 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 108,7 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 36,2$ °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,854.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 14,80 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,98 МВА).

Согласно информации от ГУП РК «Крымэнерго» в соответствии с несколькими ТУ для ТП заявленной мощностью менее 5 МВт (ООО «Тронайт» договор ТП от 18.09.2024 № 460/022-2827-24, ООО «СЗ «Судакский» договор ТП от 31.10.2024 № 460/022-3034-22, договор ТП от 21.10.2024 № 460/022-3032-24, договор ТП от 05.11.2024 № 460/022-4312-24) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Капсель с увеличением трансформаторной мощности.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 11,23 + 3,98 + 0 - 0 = 15,21 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2)

ПС 110 кВ Капсель, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 182,7 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Капсель ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Капсель расчетный объем ГАО составит 9,83 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР выявлена необходимость замены существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 15,21 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 2×6,3 МВА на 2×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Кубанская.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 32,65 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 4,5 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 1,1$ °С 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 14,342 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,09 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 32,65 + 4,09 + 0 - 0 = 36,74 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Кубанская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 17,6 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кубанская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Кубанская расчетный объем ГАО составит 5,49 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 36,74 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(й), – ГУП РК «Крымэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Малореченское.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (17.07.2024) и составила 6,16 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 14,5 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 36,2^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,854.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,48 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,806 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 6,16 + 0,806 + 0 - 0 = 6,97 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Малореченское, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 29,5 % (без ТП превышение до 14,5 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Малореченское ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Малореченское расчетный объем ГАО составит 1,59 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 6,97 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(й), – ГУП РК «Крымэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Марьино.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (17.07.2024) и составила 19,06 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 39,5 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 36,2^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,854.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,94 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,64 МВА).

Согласно информации от ГУП РК «Крымэнерго» в соответствии с ТУ для ТП ФГАОУ ВО «Крымский федеральный университет им. В.И. Вернадского» (договор ТП от 12.07.2022 № 460/004-1352-22 заявленной мощностью 1,11 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Марьино с увеличением трансформаторной мощности.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 19,06 + 0,64 + 0 - 0 = 19,70 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Марьино, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 44,4 % (без ТП превышение до 39,5 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Марьино ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Марьино расчетный объем ГАО составит 6,07 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 19,70 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(й), – ГУП РК «Крымэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Массандра.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (17.07.2024) и составила 23,31 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка

оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 70,6 % (173,0 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 36,2^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,854.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 21,574 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,39 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 23,31 + 4,39 + 0 - 0 = 27,70 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Массандра, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 224,4 % (102,7 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Массандра ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Массандра расчетный объем ГАО составит 19,16 (14,04) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 мощностью 10 МВА и Т-2 мощностью 16 МВА на трансформаторы мощностью не менее 27,70 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 1×10 МВА и Т-2 1×16 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Митридат.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 19,55 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 14,1 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 68,5 % от $S_{\text{дн}}$.

На ПС 110 кВ Митридат установлены трансформаторы Т-1 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА и Т-2 110/6 кВ мощностью 15 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 перевод нагрузки ЗРУ 10 кВ осуществляется через

трансформатор связи Т-3 10/6 кВ мощностью 4 МВА на трансформатор Т-2. В нормальной схеме трансформатор Т-3 отключен.

В ПАР отключения трансформатора Т-1 при переводе нагрузки ЗРУ 10 кВ на трансформатор связи Т-3, нагрузка трансформатора Т-3 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 27,6 % от $S_{\text{ддн}}$.

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 для Т-1 и Т-2, 1,05 для Т-3.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 8,02 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,26 МВА, из них 0,2 МВА на ЗРУ 10 кВ).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 19,55 + 1,26 + 0 - 0 = 20,81 \text{ МВА},$$

перспективная нагрузка трансформатора Т-3 (10 кВ) может составить:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 1,16 + 0,2 + 0 - 0 = 1,36 \text{ МВА},$$

где 1,16 МВА нагрузка ЗРУ 10 кВ.

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Митридат, оставшегося в работе после отключения Т-1, на величину до 21,4 %. Нагрузка существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Митридат, оставшегося в работе после отключения Т-2, не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 72,9 % от $S_{\text{ддн}}$. Нагрузка существующего трансформатора Т-3 ПС 110 кВ Митридат после перевода нагрузки ЗРУ 10 кВ в ПАР отключения трансформатора Т-1, не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 32,4 %.

Возможность снижения загрузки 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 3,67 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 20,81 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 существующего силового трансформатора Т-2 1×15 МВА на 1×25 МВА.

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

ПС 110 кВ Морское.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (17.07.2024) и составила 2,65 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 24,1 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 55,4 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 36,2^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,854.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,01 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,43 МВА).

Согласно информации от ГУП РК «Крымэнерго» в соответствии с ТУ для ТП ООО «Алмаз» (договор ТП от 03.11.2023 № 460/022-2652-23 заявленной мощностью 1 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Морское с увеличением трансформаторной мощности.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 2,65 + 0,43 + 0 - 0 = 3,08 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Морское, оставшегося в работе после отключения Т-1, на величину до 44,3 %. Нагрузка существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Морское, оставшегося в работе после отключения Т-2, не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 64,4 % от $S_{\text{ддн}}$.

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 0,95 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить мощность трансформатора Т-2 не менее 3,08 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 4 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 1×2,5 МВА на 1×4 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Набережная.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (31.01.2024) и составила 33,29 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 17,5 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 2,5^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,133.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 11,33 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,21 МВА).

Согласно информации от ГУП РК «Крымэнерго» в соответствии с несколькими ТУ для ТП заявленной мощностью менее 5 МВт (ГКУ РК «Инвестиционно-строительное управление Республики Крым» договор ТП от 16.05.2017 № 443/004-799-17, ООО «СЗ «Омега Салгир» договор ТП от 18.07.2022 № 460/004-1622-22, ООО «СЗ «КСК» договор ТП от 21.08.2023 № 460/004-2287-23) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Набережная с увеличением трансформаторной мощности.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 33,29 + 2,21 + 0 - 0 = 35,5 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Набережная, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 25,3 % (без ТП превышение до 17,5 %).

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

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 35,5 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(й), – ГУП РК «Крымэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ НС-16.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2020 года (12.08.2020) и составила 10,72 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 72,8 % от $S_{\text{ддн}}$. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 16,4 %.

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 1,45 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,15 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 10,72 + 0,15 + 0 - 0 = 10,87 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ НС-16, оставшегося в работе после отключения Т-2, на величину до 18,1 % (без ТП превышение до 16,4 %). Нагрузка существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ НС-16, оставшегося в работе после отключения Т-1, не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 73,8 % от $S_{\text{ддн}}$.

Возможность снижения загрузки 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 1,67 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 10,87 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 1×10 МВА на 1×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Перевальное.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 9,79 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 36 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{НВ} + 1,1^{\circ}\text{C}$ 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 7,90 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,26 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 9,79 + 1,26 + 0 - 0 = 11,05 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Перевальная, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 53,8 % (без ТП превышение до 36 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Перевальное ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Перевальное расчетный объем ГАО составит 3,85 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 11,05 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 2×6,3 МВА на 2×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Родниковое.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2021 года и составила 7,55 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 18,6 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{НВ} + 18,7^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,010.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,67 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,28 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 7,55 + 0,28 + 0 - 0 = 7,83 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Родниковое, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 23,1 % (без ТП превышение до 18,6 %).

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 1,47 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 7,83 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(й), – ГУП РК «Крымэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Саки.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (17.07.2024) и составила 41,24 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 93,2 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 36,2^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,854.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 42,56 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 8,38 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 41,24 + 8,38 + 0 - 0 = 49,62 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента

допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Саки, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 132,4 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Саки ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Саки расчетный объем ГАО составит 28,27 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 49,62 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(й), – ГУП РК «Крымэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Соляная.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (09.02.2023) и составила 7,96 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 10,6 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 69,7 % от $S_{\text{длн}}$.

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 4,10 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,66 МВА).

Согласно информации от ГУП РК «Крымэнерго» в соответствии с ТУ для ТП заявленной мощностью менее 5 МВт (ООО «ПАНТИКАПЕЙ СТОРИ» договор ТП от 04.09.2024 № 460/027-1859-24) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Соляная с увеличением трансформаторной мощности.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 7,96 + 0,66 + 0 - 0 = 8,62 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Соляная, оставшегося в работе после отключения Т-1, на величину до 19,8 % (без ТП превышение до 10,6 %). Нагрузка существующего трансформатора

Т-1 ПС 110 кВ Соляная, оставшегося в работе после отключения Т-2, не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 75,5 % от $S_{\text{ддн}}$.

Возможность снижения загрузки 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 1,43 МВА.

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 иной замер 2024 года (17.07.2024) и составившей 6,79 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 26,2 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 79,5 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 36,2^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,854.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 6,79 + 0,66 + 0 - 0 = 7,45 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Соляная, оставшегося в работе после отключения Т-1, на величину до 38,5 % (без ТП превышение до 26,2 %). В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 87,2 % от $S_{\text{ддн}}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Соляная ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Соляная расчетный объем ГАО составит 2,07 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 7,45 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 1×6,3 МВА на 1×10 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Судак.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (17.07.2024) и составила

21,51 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 151,9 % (57,4 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 36,2^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,854.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 14,05 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,05 МВА).

Согласно информации от ГУП РК «Крымэнерго» в соответствии с несколькими ТУ для ТП заявленной мощностью менее 5 МВт (ООО «Автолайн» (договора ТП от 05.12.2023 № 460/022-4097-23 заявленной мощностью 0,95 МВт и № 460/022-4098-23 заявленной мощностью 0,96 МВт, ООО «СЗ «Судакский» договор ТП от 05.11.2024 № 460/022-4311-24) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Судак с увеличением трансформаторной мощности.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 21,51 + 4,05 + 0 - 0 = 25,56 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ и отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Судак, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 199,3 % (87,1 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Судак ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Судак расчетный объем ГАО составит 17,02 (11,9) МВА.

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 25,56 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 1×10 МВА и Т-2 1×16 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Холодильник.

Согласно данным в таблицах 11, 12, 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, нагрузка данного трансформатора не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 79,8 % от $S_{\text{дн}}$.

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 7,23 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,71 МВА).

Согласно информации от ГУП РК «Крымэнерго» в соответствии с несколькими ТУ для ТП заявленной мощностью менее 5 МВт (ООО «Стройбизнес партнер» договор ТП от 30.08.2021 № 460/031-2506-21, физ. лицо договор ТП от 11.11.2021 № 460/034-2858-21), ООО «Виктория» договор ТП от 29.03.2018 № 443/034-286-18. Для подключения данных потребителей планируется сооружение заходов ЛЭП 35 кВ на ПС 110 кВ Холодильник) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Холодильник с заменой существующего трансформатора Т-1 на трансформатор большей мощности.

Перспективная нагрузка существующего трансформатора согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 5,74 + 2,71 + 0 - 0 = 8,45 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ и отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Холодильник на величину до 17,5 % от $S_{\text{дн}}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Холодильник ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. Расчетный объем ГАО составит 1,26 МВА.

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 иной замер 2024 года (17.07.2024) и составившей 5,42 МВА. Нагрузка данного трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 0,7 % от $S_{\text{дн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 36,2^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,854.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 5,42 + 2,71 + 0 - 0 = 8,13 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на

другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Холодильник, на величину до 51,1 % (без ТП превышение до 0,7 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Холодильник ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. Расчетный объем ГАО составит 2,75 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью не менее 8,13 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-1 110/10 кВ 1×6,3 МВА на силовой трансформатор 110/35/10 кВ 1×10 МВА и установку Т-2 110/35/10 кВ 1×10 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Центральная.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 62,36 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 39,8 %.

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 54,03 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 9,70 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 62,36 + 9,70 + 0 - 0 = 72,06 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Центральная, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 61,7 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Центральная ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного трансформатора на ПС 110 кВ Центральная расчетный объем ГАО составит 27,55 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 72,06 МВА с

учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 80 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×40,5 МВА на 2×80 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Шарха.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (17.07.2024) и составила 12,33 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 44,4 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 36,2^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,854.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 16,48 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,95 МВА).

Согласно информации от ГУП РК «Крымэнерго», в соответствии с ТУ для ТП ФГУП «Комплекс» (договор ТП от 10.06.2024 № 460/012-1684-24 заявленной мощностью 1,2 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Шарха с увеличением трансформаторной мощности.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 12,33 + 2,95 + 0 - 0 = 15,28 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Шарха, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 78,9 % (без ТП превышение до 44,4 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Шарха ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Шарха расчетный объем ГАО составит 6,74 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 15,28 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(й), – АО «Крымэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Южная.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (09.02.2023) и составила 31,21 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 66,7 % (6,7 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -4 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,17.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 16,63 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,37 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 31,21 + 2,37 + 0 - 0 = 33,58 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Южная, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 90 % (21,6 %) (без ТП превышение до 66,7 % (6,7 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Южная ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Южная расчетный объем ГАО составит 14,84 (4,31) МВА.

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 33,58 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 1×16 МВА и Т-2 1×25 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Ялта.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (17.07.2024) и составила

33,48 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 21 % (56,8 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при $T_{\text{НВ}} + 36,2$ °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 0,854 (1,107).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 27,3 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 6,3 МВА).

Согласно информации от ГУП РК «Крымэнерго» в соответствии с несколькими ТУ для ТП заявленной мощностью менее 5 МВт (ООО «Стемалит» договор ТП от 07.03.2024 № 460/015-787-, ООО Фирма «Сони» договор ТП от 18.07.2024 № 460/015-418-24, ФГБУ «Санаторий РОП РФ «Россия» договор ТП от 02.04.2024 № 460/015-416-24) предусмотрена 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.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 33,48 + 6,3 + 0 - 0 = 39,78 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Ялта, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 43,7 % (86,3 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ялта ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Ялта расчетный объем ГАО составит 18,43 (12,11) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 39,78 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(й), – АО «Крымэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

2.2.1.2 ПАО «Россети»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 220 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 14 представлены данные замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 15 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов, в таблице 16 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 14 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	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
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 220 кВ Марьяновка	220/35/10	Т-1	230/38,5/11	40	н/д	н/д	13,15	16,00 ¹⁾	18,00	н/д	н/д	14,21	13,90	17,54	0
			Т-2	230/38,5/11	20	н/д	н/д	14,14	13,00 ¹⁾	11,50	н/д	н/д	13,97	13,80	11,99	
2	ПС 220 кВ Феодосийская	220/110/35/10/6	Т-1	115/38,5/11	40	н/д	н/д	10,10	11,24 ¹⁾	10,96	н/д	н/д	10,10	7,39 ²⁾	14,87	1,29
			Т-2	115/38,5/6,6	20	н/д	н/д	16,98	18,40 ¹⁾	16,72	н/д	н/д	12,18	14,04 ²⁾	16,81	

Примечания

1 ¹⁾ Приведена фактическая нагрузка трансформатора в день иного замера 09.02.2023.

2 ²⁾ Приведена фактическая нагрузка трансформатора в день иного замера 04.08.2023.

Таблица 15 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 220 кВ Марьяновка	Т-1	ТДТН-40000/220	1971	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТНГУ-20000/220	1967	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 220 кВ Феодосийская	Т-1	ТДТН-40000/110-78 У1	1984	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТНГУ-20000/110	1967	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 16 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 220 кВ Марьяновка	2024 / лето	29,53	ПС 35 кВ Красногвардейская	ГБУЗ РК «Красногвардейская центральная районная больница»	12.07.2021	460/010-1910-21	2025	0,985	0,095	0,4	0,178	29,72	29,72	29,72	29,72	29,72	29,72
2	ПС 220 кВ Феодосийская	2024 / лето	31,68	ПС 35 кВ Водовод	ООО «ИМА-Старт»	22.07.2019	460/021-758-19	2025	0,900	0	10	0,360	32,68	32,68	32,68	32,68	32,68	32,68
				ПС 35 кВ Айвазовская	ООО «Специализированный застройщик «Славянский дом»	22.12.2023	460/021-4172-23	2025	1,393	0	10	0,557						

ПС 220 кВ Марьяновка.

Согласно данным в таблицах 14, 15, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 29,53 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 55,1 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 77,5 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 25,3^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,952.

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 коэффициента набора – 0,192 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 29,53 + 0,192 + 0 - 0 = 29,72 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 220 кВ Марьяновка, оставшегося в работе после отключения Т-1, на величину до 56,1 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 220 кВ Марьяновка ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 220 кВ Марьяновка расчетный объем ГАО составит 10,68 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 29,72 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 1×20 МВА на 1×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 220 кВ Феодосийская.

Согласно данным в таблицах 14, 15, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 31,68 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 66,4 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 39 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{HV} + 25,3\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,952.

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

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 59,6 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 35,7 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,293 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,988 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 31,68 + 0,988 + 0 - 1,29 = 31,38 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ и с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 1,29 МВА превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 220 кВ Феодосийская, оставшегося в работе после отключения Т-1, на величину до 64,8 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 220 кВ Феодосийская ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 220 кВ Феодосийская расчетный объем ГАО составит 12,34 МВА.

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 31,38 МВА. 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(й), – ПАО «Россети».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 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»

Рассмотрены предложения ГУП РК «Крымэнерго» по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже. В таблице 17 представлены данные замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 18 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов, в таблице 19 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 17 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 35 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	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
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 35 кВ Вилино	35/10	T-2	35/10,5	4	2,35	2,28	2,36 ¹⁾	2,49 ²⁾	2,00 ³⁾	3,81 ⁴⁾	2,35	3,03 ⁵⁾	2,69 ⁶⁾	3,60 ⁷⁾	0
			T-4	35/10,5	4	2,61	1,72	2,58 ¹⁾	2,20 ²⁾	5,00 ³⁾	1,65 ⁴⁾	2,61	1,29 ⁵⁾	1,39 ⁶⁾	4,18 ⁷⁾	
2	ПС 35 кВ Тарханкут	35/10	T-1	35/10,5	6,3	1,76	0,75	2,26 ¹⁾	3,04 ²⁾	2,19	1,74 ⁴⁾	0,99	1,54 ⁵⁾	2,58 ⁶⁾	1,75 ⁷⁾	0
			T-2	35/10,5	6,3	1,63	2,47	2,00 ¹⁾	2,07 ²⁾	2,37	1,54 ⁴⁾	1,27	2,63 ⁵⁾	2,22 ⁶⁾	3,18 ⁷⁾	
3	ПС 35 кВ Трудовое	35/10	T-1	35/10,5	10	3,61	2,80	1,98 ¹⁾	3,39 ²⁾	7,59 ³⁾	2,00 ⁴⁾	3,61	1,11 ⁵⁾	1,87 ⁶⁾	2,02 ⁷⁾	0
			T-2	35/10,5	10	6,39	5,71	7,71 ¹⁾	6,46 ²⁾	5,22 ³⁾	2,71 ⁴⁾	6,39	1,80 ⁵⁾	1,20 ⁶⁾	4,20 ⁷⁾	

Примечания

- 1 ¹⁾ Приведена фактическая нагрузка трансформатора в день иного замера 16.02.2022.
- 2 ²⁾ Приведена фактическая нагрузка трансформатора в день иного замера 09.02.2023.
- 3 ³⁾ Приведена фактическая нагрузка трансформатора в день иного замера 31.01.2024.
- 4 ⁴⁾ Приведена фактическая нагрузка трансформатора в день иного замера 12.08.2020.
- 5 ⁵⁾ Приведена фактическая нагрузка трансформатора в день иного замера 04.08.2022.
- 6 ⁶⁾ Приведена фактическая нагрузка трансформатора в день иного замера 04.08.2023.
- 7 ⁷⁾ Приведена фактическая нагрузка трансформатора в день иного замера 17.07.2024.

Таблица 18 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при T _{НВ} , °C						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	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
2	ПС 35 кВ Тарханкут	T-1	ТМН-6300/35	1987	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМН-6300/35	1987	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 35 кВ Трудовое	T-1	ТДН-10000/35	1970	100	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-2	ТДН-10000/35	1970	100	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05

Таблица 19 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 35 кВ Вилино	2024 / лето ¹⁾	7,78	ПС 35 кВ Вилино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,8414	0	0,4	0,384	8,26	8,26	8,26	8,26	8,26	8,26
				ПС 35 кВ Вилино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,975	0	10	0,098						
2	ПС 35 кВ Тарханкут	2023 / зима ¹⁾	5,11	ПС 35 кВ Тарханкут	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,413	0	0,4	0,341	5,54	5,54	5,54	5,54	5,54	5,54
				ПС 35 кВ Тарханкут	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,875	0	10	0,088						
3	ПС 35 кВ Трудовое	2024 / зима ¹⁾	12,81	ПС 35 кВ Трудовое	ООО «Управляющая компания «Индустриальный парк «Долгоруковский»	06.03.2024	460/005-519-24	2026	1,00	0	10	0,900	17,30	17,30	17,30	17,30	17,30	17,30
				ПС 35 кВ Трудовое	Физ. лицо	09.07.2024	460/005-2433-24	2025	2,00	0	10	1,800						
				ПС 35 кВ Трудовое	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	12,469	0	0,4	1,247						
				ПС 35 кВ Трудовое	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,155	0	10	0,215						

Примечание – ¹⁾ Приведена суммарная фактическая нагрузка трансформаторов в день иного замера

ПС 35 кВ Вилино.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (17.07.2024) и составила 7,78 МВА. В ПАР отключения Т-2 (Т-4) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-4 (Т-2) превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 85,2 %.

Коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} +36,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ 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 4,82 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,48 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 7,78 + 0,48 + 0 - 0 = 8,26 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки с учетом отсутствия действующих договоров об осуществлении ТП ЭПУ и отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-4) ПС 35 кВ Вилино, оставшегося в работе после отключения Т-4 (Т-2), на величину до 96,7 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 35 кВ Вилино ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 35 кВ Вилино расчетный объем ГАО составит 4,06 МВА.

Для РБУ летнего максимума потребления мощности при $T_{\text{НВ}}$ в ПЭВТ на этапе 2025 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. Кроме того, для РБУ летнего максимума потребления мощности при среднемесячной $T_{\text{НВ}}$ на этапе 2025 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 с увеличением пропускной способности будет недостаточно. Для предотвращения ввода ГАО в ремонтных схемах 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 ПС 35 кВ Вилино с установкой БСК на 1×17 Мвар;
- реконструкция ПС 35 кВ ПС-13 с установкой БСК на 1×7,6 Мвар;
- 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 11,68 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;
- строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Николаевская – Жаворонки до ПС 110 кВ Вилино ориентировочной протяженностью 17 км.

В таблице 20 приведено сравнение капитальных затрат на реализацию данных вариантов.

Таблица 20 – Капитальные затраты вариантов усиления сети 35–220 кВ

№ п/п	Наименование	Технические параметры	Стоимость объекта в ценах 2026 г., млн руб. с НДС
1	<i>Вариант № 1</i>		2931,458
1.1	Реконструкция ПС 220 кВ Бахчисарай с заменой трансформатора 40 МВА на 63 МВА	Выключатель 110 кВ – 1 шт., трансформатор 1×63 МВА	1076,975
1.2	Реконструкция ПС 110 кВ Мекензиевы Горы с заменой трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА	Трансформатор 2×25 МВА	834,055
1.3	Реконструкция ВЛ 35 кВ Бахчисарай – Альма с заменой участков проводов ориентировочной протяженностью 14,3 км ¹⁾	ВЛ 35 кВ – 14,3 км, провод компактированного типа 70–149 мм ²	380,222 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, провод компактированного типа 70–149 мм ²	289,819 ¹⁾
1.5	Реконструкция ВЛ 35 кВ Бахчисарай – Фурмановка с заменой участков проводов ориентировочной протяженностью 11,68 км ¹⁾	ВЛ 35 кВ – 11,68 км, провод компактированного типа 70–149 мм ²	310,559 ¹⁾
1.6	Реконструкция ПС 35 кВ Вилино с установкой БСК на 2×10,2 Мвар	БСК 2×10,2 Мвар	39,828

№ п/п	Наименование	Технические параметры	Стоимость объекта в ценах 2026 г., млн руб. с НДС
2	<i>Вариант № 2</i>		2805,609
2.1	Реконструкция ПС 35 кВ Вилино с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-2 35/10 кВ и Т-4 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	2204,207
2.2	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Жаворонки – Николаевская до ПС 110 кВ Вилино ориентировочной протяженностью 17 км	ВЛ 110 кВ – 17 км, провод компактированного типа 70–149 мм ²	601,402
3	<i>Вариант № 3</i>		2927,568
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-2 35/10 кВ и Т-4 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	2326,166
3.2	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Жаворонки – Николаевская до ПС 110 кВ Вилино ориентировочной протяженностью 17 км	ВЛ 110 кВ – 17 км, провод компактированного типа 70–149 мм ²	601,402

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 № 131 [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(й), – ГУП РК «Крымэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 35 кВ Тарханкут.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (09.02.2023) и составила 5,11 МВА. В ПАР отключения Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) не превышает $S_{ддн}$ и составляет 69,3 % от $S_{ддн}$.

Коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{НВ} -4,0$ °С для Т-1 (Т-2) – 1,17.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,29 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,43 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 5,11 + 0,43 + 0 - 0 = 5,54 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки с учетом отсутствия действующих договоров об осуществлении ТП ЭПУ и отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 35 кВ Тарханкут, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 75,1 % от $S_{\text{ддн}}$.

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 иной замер 2024 года (17.07.2024) и составившей 4,93 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 91,6 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 36,2^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,854.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 4,93 + 0,43 + 0 - 0 = 5,36 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 35 кВ Тарханкут, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 99,6 % от $S_{\text{ддн}}$.

Для РБУ летнего максимума потребления мощности при $T_{\text{НВ}}$ в ПЭВТ на этапе 2025 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 $2 \times 7,6$ Мвар на ПС 35 кВ Тарханкут и 7,6 Мвар 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.

Для предотвращения ввода ГАО в ремонтных схемах разработаны варианты усиления сети. В таблице 21 приведено описание состава мероприятий по вариантам и сравнение капитальных затрат на реализацию данных вариантов.

Таблица 21 – Капитальные затраты вариантов усиления сети 35–110 кВ

№ п/п	Наименование	Технические параметры	Стоимость объекта в ценах 2026 г., млн руб. с НДС
1	<i>Вариант № 1</i>		4639,637
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 – 3 шт., выключатель 35 кВ – 7 шт., трансформатор 2×16 МВА	2727,023
1.2	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Зимино – Нива до ПС 110 кВ Тарханкут ориентировочной протяженностью 47 км	ВЛ 110 кВ – 47 км, провод компактированного типа 70–149 мм ²	1563,907
1.3	Реконструкция ПС 110 кВ Зимино с установкой выключателя	Выключатель 110 кВ – 1 шт.	168,372
1.4	Реконструкция ПС 110 кВ Нива с заменой блока ОД-КЗ 110 кВ на элегазовый выключатель 110 кВ	Выключатель 110 кВ – 1 шт.	180,335
2	<i>Вариант № 2</i>		4823,81
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 – 3 шт.; выключатель 10 кВ – 2 шт.; трансформатор 2×40 МВА	2579,393
2.2	Реконструкция ПС 35 кВ Тарханкут с установкой выключателя	Выключатель 35 кВ – 1 шт.	90,848
2.3	Строительство ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ Дозорное до ПС 35 кВ Тарханкут ориентировочной протяженностью 34 км	ВЛ 35 кВ – 34 км, провод компактированного типа 70–149 мм ²	904,024
2.4	Реконструкция ПС 35 кВ Глебовка с установкой выключателя	Выключатель 35 кВ – 1 шт.	118,161
2.5	Строительство ВЛ 35 кВ от ПС 35 кВ Глебовка до ПС 35 кВ Медведево ориентировочной протяженностью 14 км	ВЛ 35 кВ – 14 км, провод компактированного типа 70–149 мм ²	372,245
2.6	Реконструкция ПС 35 кВ Медведево с установкой выключателя	Выключатель 35 кВ – 1 шт.	118,461
2.7	Комплексная реконструкция РУ 35 кВ ПС 35 кВ Красносельское для установки дополнительных двух выключателей для подключения БСК 2×2,5 Мвар ввиду отсутствия места с применением комплектного РУ 35 кВ	Модульное РУ 35 кВ с применением вакуумных выключателей – 7 шт.	634,399
2.8	Установка двух БСК номинальной мощностью 2,5 Мвар каждая	БСК – 2×2,5 Мвар	6,279
3	<i>Вариант № 3</i>		5570,12
3.1	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	2434,957
3.2	Реконструкция ВЛ 35 кВ Дозорное – Вольное с отпайкой на ПС Глебовка с заменой провода на участке ориентировочной протяженностью 7 км ¹⁾	ВЛ 35 кВ – 7 км, провод компактированного типа 70–149 мм ²	211,802 ¹⁾

№ п/п	Наименование	Технические параметры	Стоимость объекта в ценах 2026 г., млн руб. с НДС
3.3	Реконструкция ВЛ 35 кВ Вольное – Медведево с заменой провода на участке ориентировочной протяженностью 10 км ¹⁾	ВЛ 35 кВ – 10 км, провод компактированного типа 70–149 мм ²	300,287 ¹⁾
3.4	Реконструкция ВЛ 35 кВ Медведево – Черноморское с отпайкой на ПС Тарханкут с заменой провода на участке ориентировочной протяженностью 31,4 км ¹⁾	ВЛ 35 кВ – 31,4 км, провод компактированного типа 70–149 мм ²	939,831 ¹⁾
3.5	Реконструкция ВЛ 35 кВ Дозорное – Новоульяновка с заменой провода на участке ориентировочной протяженностью 11,1 км ¹⁾	ВЛ 35 кВ – 11,1 км, провод компактированного типа 70–149 мм ²	332,732 ¹⁾
3.6	Реконструкция ВЛ 35 кВ Новоульяновка – Тарханкут с заменой провода на участке 22,3 км ¹⁾	ВЛ 35 кВ – 22,3 км, провод компактированного типа 70–149 мм ²	666,090
3.7	Реконструкция ВЛ 35 кВ Черноморское – Тарханкут с заменой провода на участке ориентировочной протяженностью 1,2 км ¹⁾	ВЛ 35 кВ – 1,2 км, провод компактированного типа 70–149 мм ²	43,743
3.8	Комплексная реконструкция РУ 35 кВ ПС 35 кВ Красносельское для установки дополнительных двух выключателей для подключения БСК 2×2,5 Мвар ввиду отсутствия места с применением комплектного РУ 35 кВ	Модульное РУ 35 кВ с применением вакуумных выключателей – 7 шт.	634,399
3.9	Установка двух БСК номинальной мощностью 2,5 Мвар каждая	БСК – 2×2,5 Мвар	6,279

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 № 131 [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(й), – ГУП РК «Крымэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2027 год.

ПС 35 кВ Трудовое.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (17.07.2024) и составила 12,81 МВА. В ПАР отключения Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 22 %.

Коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} +36,2$ °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 17,62 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,49 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 12,81 + 4,49 + 0 - 0 = 17,30 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 35 кВ Трудовое, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 64,8 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 35 кВ Трудовое ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 35 кВ Трудовое расчетный объем ГАО составит 6,80 МВт.

Для РБУ летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ на этапе 2025 года с учетом реализации договоров на технологическое присоединение в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением 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 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 10 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 2×10 МВА на 2×16 МВА;

- строительство ВЛ 35 кВ Восточная – Трудовое 2 цепь ориентировочной протяженностью 8 км;

- реконструкция участка ВЛ 35 кВ Восточная – Трудовое с заменой провода АС-95 на АС-120 на участке ориентировочной протяженностью 8,2 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 марки АС-120/22 на провод с пропускной способностью не менее чем у провода АС-150 ориентировочной протяженностью 23,6 км;
- реконструкция ВЛ 35 кВ Восточное – Трудовое с отпайкой на ПС Донское в части замены провода, выполненного проводами марки АС-120/22, на провод с пропускной способностью не менее чем у провода АС-150 ориентировочной протяженностью 7,9 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 22 приведено сравнение капитальных затрат на реализацию данных вариантов.

Таблица 22 – Капитальные затраты вариантов усиления сети 35–110 кВ

№ п/п	Наименование	Технические параметры	Стоимость объекта в ценах 2026 г., млн руб. с НДС
1	<i>Вариант № 1</i>		2501,155
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 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	Выключатель 110 кВ – 3 шт., трансформатор 2×25 МВА	2455,155

№ п/п	Наименование	Технические параметры	Стоимость объекта в ценах 2026 г., млн руб. с НДС
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	46,433
2	<i>Вариант № 2</i>		3028,764
2.1	Реконструкция ПС 35 кВ Трудовое с заменой Т-1 и Т-2 10 МВА каждый на 2×16 МВА	Трансформатор 2×16 МВА, выключатель 35 кВ – 3 шт.	1439,269
2.2	Строительство ВЛ 35 кВ Восточная – Трудовое 2 цепь ориентировочной протяженностью 8,2 км и реконструкция ВЛ 35 кВ Восточная – Трудовое с заменой провода АС-95 на АС-120 на участке ориентировочной протяженностью 8,2 км ¹⁾	ВЛ 35 кВ – 16,4 км, провод компактированного типа 70–149 мм ²	313,924 ¹⁾
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, выключатель 35 кВ – 1 шт.	701,303
2.4	Реконструкция ПС 35 кВ Донское	выключатель 35 кВ – 2 шт.	132,877
2.5	Строительство ВЛ 35 кВ Трудовое – Донское 2 цепь ориентировочной протяженностью 6 км	ВЛ 35 кВ – 6 км, провод компактированного типа 70–149 мм ²	159,989
2.6	Реконструкция ПС 35 кВ Зуя	выключатель 35 кВ – 1 шт.	66,438
2.7	Строительство ВЛ 35 кВ Донское – Зуя 2 цепь ориентировочной протяженностью 6 км	ВЛ 35 кВ – 6 км, провод компактированного типа 70–149 мм ²	214,964
3	<i>Вариант № 3</i>		4961,195
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 выключатель 110 кВ – 6 шт.	3177,399
3.2	Реконструкция ВЛ 35 кВ Белогорск – Крым роза с отпайкой на ПС Межгорье с заменой провода на участке ориентировочной протяженностью 23,6 км, выполненного проводом марки АС-120/22 на провод марки не менее АС-150 ¹⁾	ВЛ 35 кВ – 23,6 км, провод компактированного типа 70–149 мм ²	634,190 ¹⁾
3.3	Реконструкция ВЛ 35 кВ Восточное – Трудовое с отпайкой на ПС Донское с заменой провода на участке ориентировочной протяженностью 7,9 км, выполненного проводами марки АС-120/22 на провод марки не менее АС-150 ¹⁾	ВЛ 35 кВ – 7,9 км, провод компактированного типа 70–149 мм ²	210,652 ¹⁾
3.4	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.	920,765
3.5	Установка двух БСК номинальной мощностью 5,1 Мвар каждая	БСК – 2×5,1 Мвар	18,189

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 № 131 [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(й), – ГУП РК «Крымэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

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

Мероприятия, предусмотренные комплексной программой по развитию магистральной инфраструктуры.

В соответствии с распоряжением 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 I цепь 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(й), – ПАО «Россети» (по строительству заходов КВЛ 220 кВ и ПС 220 кВ), ГУП РК «Крымэнерго» (по строительству и реконструкции ВЛ 110 кВ).

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 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 2026–2031 годы

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

В таблице 23 приведены данные о планируемых к вводу мощностей основных потребителей на территории Республики Крым, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 23 – 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							
1	Жилой комплекс в г. Симферополе	ООО СЗ «Квартал 5.8»	0,0	30,3	10	2025 2026	ПС 110 кВ Северная
2	Тепличный комплекс	ООО ТК «Белогор- ский»	8,1	21,9	10	2025	ПС 110 кВ Белогорск

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя с выделением данных по Республике Крым на период 2026–2031 годов представлен в таблице 24.

Таблица 24 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя с выделением данных по Республике Крым

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
<i>Энергосистема Республики Крым и г. Севастополя</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	9712	9785	10321	10556	10660	10730	10798
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	73	536	235	104	70	68
Годовой темп прироста, %	–	0,75	5,48	2,28	0,99	0,66	0,63
<i>Республика Крым</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	7847	7910	8359	8552	8650	8708	8765
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	63	449	193	98	58	57
Годовой темп прироста, %	–	0,80	5,68	2,31	1,15	0,67	0,65
Доля потребления электрической энергии Республики Крым в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя, %	80,8	80,8	81,0	81,0	81,1	81,2	81,2

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя прогнозируется на уровне 10798 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,16 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя прогнозируется в 2027 году и составит 536 млн кВт·ч, что соответствует годовому темпу прироста 5,48 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2031 году и составит 68 млн кВт·ч или 0,63 %.

Потребление электрической энергии по территории Республики Крым прогнозируется на уровне 8765 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,28 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по территории Республики Крым прогнозируется в 2027 году и составит 499 млн кВт·ч, что соответствует годовому темпу прироста 5,68 %; наименьший прирост потребления электрической энергии ожидается в 2031 году и составит 57 млн кВт·ч или 0,65 %.

Доля Республики Крым в общем потреблении электрической энергии энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя прогнозируется на уровне 80,8–81,2 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии по территории Республики Крым учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 23.

Изменение динамики потребления электрической энергии по территории Республики Крым и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.



Рисунок 5 – Прогноз потребления электрической энергии по территории Республики Крым и годовые темпы прироста

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

- развитием социальных объектов и туристической инфраструктуры;
- развитием агропромышленного комплекса, в том числе ООО ТК «Белогорский»;
- ростом потребления населением.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя с выделением данных по Республике Крым на период 2026–2031 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 25.

Таблица 25 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя с выделением данных по Республике Крым

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
<i>Энергосистема Республики Крым и г. Севастополя</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	1780	1904	1924	1937	1957	1969	1981
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	124	20	13	20	12	12
Годовой темп прироста, %	–	6,97	1,05	0,68	1,03	0,61	0,61
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5456	5139	5364	5450	5447	5449	5451
<i>Республика Крым</i>							
Потребление мощности (совмещенное) на час максимума энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, МВт	1420	1526	1543	1553	1571	1581	1591
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	106	17	10	18	10	10
Годовой темп прироста, %	–	7,46	1,11	0,65	1,16	0,64	0,63
Доля потребления мощности Республики Крым в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя, %	79,8	80,1	80,2	80,2	80,3	80,3	80,3
Число часов использования потребления мощности, ч/год	5526	5183	5417	5507	5506	5508	5509

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя к 2031 году прогнозируется на уровне 1981 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,68 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 году в размере 124 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 6,97 %; наименьший годовой прирост ожидается в 2030-2031 годах по 12 МВт или 0,61 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период в целом останется разуплотненным. Число часов использования максимума прогнозируется на уровне 5451 ч/год в 2031 году.

Потребление мощности Республики Крым к 2031 году прогнозируется на уровне 1591 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,73 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 году и составит 106 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 7,46 %; наименьший годовой прирост мощности прогнозируется в 2028 и 2030-2031 годах по 10 МВт или 0,65 %, 0,64 % и 0,63 % соответственно.

Доля Республики Крым в общем потреблении мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя в период 2026–2031 годов прогнозируется на уровне 80,1–80,3 %.

Годовой режим потребления электрической мощности Республики Крым в прогнозный период останется достаточно разуплотненным. Однако, число часов использования потребления мощности к 2031 году увеличится до 5509 ч/год против 5183 ч/год в 2026 году.

Годовой режим потребления электрической энергии 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 6.

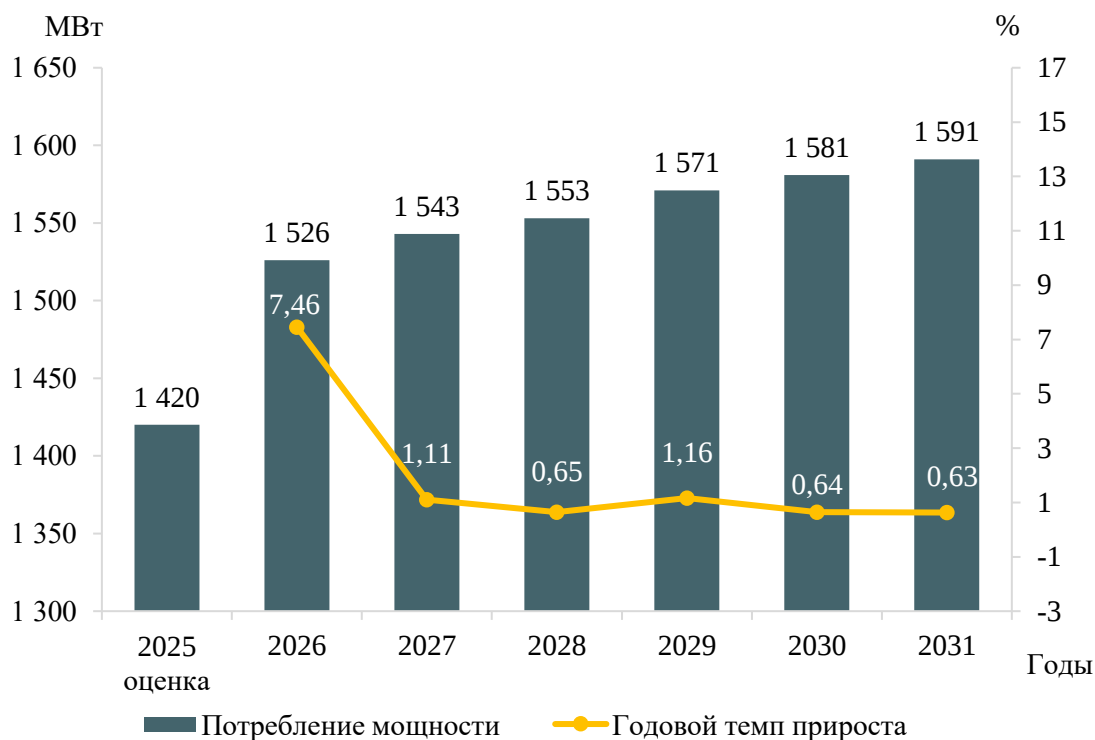


Рисунок 6 – Прогноз потребления мощности Республики Крым и годовые темпы прироста

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

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым, в период 2026–2031 годов составляют 27,4 МВт.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым, в 2025 году и в период 2026–2031 годов представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Вывод из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2026– 2031 гг.
Всего	–	–	27,4	–	–	–	–	27,4
ТЭС	–	–	27,4	–	–	–	–	27,4

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым, в период 2026–2031 годов предусматриваются в объеме 485 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым, в 2025 году и в период 2026–2031 годов представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2026– 2031 гг.
Всего	–	250	–	–	235	–	–	485
ТЭС	–	150	–	–	235	–	–	385
СНЭЭ	–	100	–	–	–	–	–	100

В энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя, на территории Республики Крым, планируется размещение системы накопления электрической энергии на объектах ПАО «Россети» в объеме 100 МВт в 2026 году.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым, в 2031 году составит 1900 МВт. К 2031 году в структуре генерирующих мощностей энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым, увеличится доля ТЭС по сравнению с отчетным годом с 73,26 % до 74,44 %, доля ВЭС снизится с 6,14 % до 4,66 %, доля СЭС снизится с 20,6 % до 15,64 %. Доля системы накопления электрической энергии в 2031 году составит 5,26 %.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым, представлена в таблице 28. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым, представлена на рисунке 7.

Таблица 28 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Всего	1442,4	1692,4	1665	1665	1900	1900	1900
ТЭС	1056,7	1206,7	1179,3	1179,3	1414,3	1414,3	1414,3
СНЭЭ	–	100	100	100	100	100	100
ВЭС	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6
СЭС	297,1	297,1	297,1	297,1	297,1	297,1	297,1

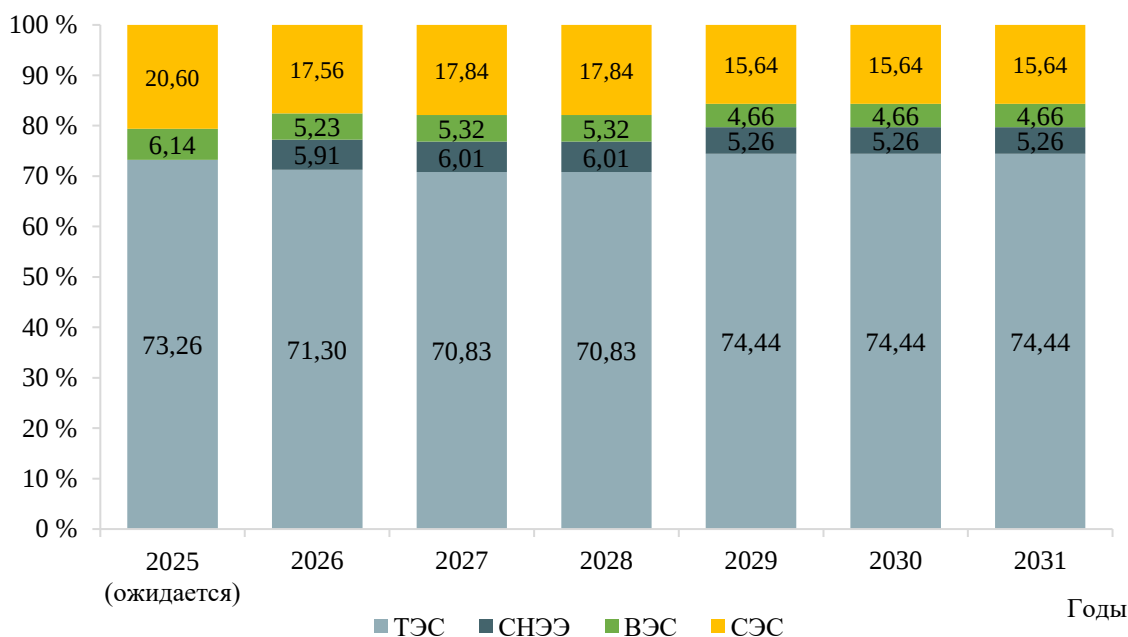


Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым

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 2025–2031 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 29.

Таблица 29 – 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	Необходимый год реализации								Основное назначение
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основное назначение
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
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	
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	Создание на ПС 330 кВ Симферопольская устройств: – АОПО КВЛ 110 кВ Симферопольская – Южная с отпайками; – АОПО КВЛ 110 кВ Симферопольская – Центральная с отпайками	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
16	Модернизация на ПС 330 кВ Симферопольская устройства ЛАПНУ	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
17	Модернизация на Симферопольская ТЭЦ устройства АОПО ВЛ 110 кВ Симферопольская ТЭЦ – Северная с отпайкой на ПС Завокзальная	АО «КРЫМТЭЦ»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
18	Реконструкция ВЛ 110 кВ Мойнаки – Евпатория путем разрезания и сооружения двухцепного участка ЛЭП 110 кВ от места разрезания до места пересечения с ВЛ 110 кВ Западно-Крымская – Крайняя правая с отпайкой на Митяево и ВЛ 110 кВ Западно-Крымская – Крайняя левая с отпайкой на Митяево с образованием ЛЭП 110 кВ Западно-Крымская – Мойнаки с отпайками и ЛЭП 110 кВ Западно-Крымская – Евпатория с отпайками ориентировочной протяженностью 39,1 км	ГУП РК «Крымэнерго»	110	х	2×39,1	–	–	–	–	–	–	78,2	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
19	Реконструкция вновь образованной ЛЭП 110 кВ Западно-Крымская – Мойнаки с отпайками на участке от ПС 330 кВ Западно-Крымская до места врезки сооружаемого участка ЛЭП 110 кВ с заменой существующего провода с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 13,1 км	ГУП РК «Крымэнерго»	110	х	13,1	–	–	–	–	–	–	13,1	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 30 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 30 – 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	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
1	Строительство ПС 220 кВ Газовая с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	1×125	–	–	–	–	125	1. Распоряжение Правительства РФ от 24.06.2023 № 1653-р. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ГУП РК «Черноморнефтегаз»	ГУП РК «Черноморнефтегаз»	14	1
2	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Тамань-Кафа I цепь на ПС 220 кВ Газовая ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×2	–	–	–	–	4				
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				
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				
5	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 63 МВА каждый ¹⁾	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СЗ «Доверие», ООО «СЗ «СТРОЙИНВЕСТАЛЬЯНС», ООО «СЗ Курортный комплекс Лучистый», ООО «Санаторий «Славутич»	ООО «СЗ «Доверие»	–	3,99
														ООО «СЗ «СТРОЙИНВЕСТАЛЬЯНС»	0,14	1,378
														ООО «СЗ Курортный комплекс Лучистый»	–	2,498
														ООО «Санаторий «Славутич»	–	1
6	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 «БЕЛСТРОЙ», ООО «Тепличный комбинат «Белогорский», ООО «Тургеневский Карьер»	ООО «СЗ Горки Парк»	–	3,11
														ООО «Усадьба Белогорье»	–	1
														ООО «БЕЛСТРОЙ»	–	1,001
														ООО «Тепличный комбинат «Белогорский»	8,1	21,9
														ООО «Тургеневский Карьер»	0,192	0,963
7	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	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «СЗ «Прометей»	ООО «СЗ «Прометей»	0,28	1,44

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
8	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 «СЗ Горки Парк»	ООО «Крым-ский газобетонный завод»	0,8	0,9
														ООО «Индустрия развития»	0,13	0,67
														ООО «СЗ Горки Парк»	–	4,85
9	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	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО СЗ «СК Этажи», АО «Ореанда-12»	ООО СЗ «СК Этажи»	–	1,9
														АО «Ореанда-12»	0,9	1,4
10	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	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «СЗ «Море.Центр»	ООО «СЗ «Море.Центр»	0,02	0,75
11	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 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ФГКУ «СТЗ» ФМБА» России, ООО «СЗ «Южнобережный», ООО «СЗ «Крымский берег»	ФГКУ «СТЗ» ФМБА» России	–	5,324
														ООО «СЗ «Южнобережный»	–	1,644
														ООО «СЗ «Крымский берег»	–	0,75
12	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	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Тронайт», ООО «СЗ «Судакский»	ООО «Тронайт»	–	0,958
														ООО «СЗ «Судакский»	–	3,009
															–	2,019
															–	2,083
13	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 40 МВА каждый	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Мечта»	ООО «Мечта»	–	2
14	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 ¹⁾	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	1×4	–	–	–	–	–	–	4	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Алмаз»	ООО «Алмаз»	–	1
15	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 ¹⁾	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ГКУ РК «Инвестиционно-строительное управление Республики Крым», ООО «СЗ «Омега Салгир», ООО «СЗ «КСК»	ГКУ РК «Инвестиционно-строительное управление Республики Крым»	–	1,21
														ООО «СЗ «Омега Салгир»	0,3	0,9
														ООО «СЗ «КСК»	–	1,639

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
16	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	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Пантикалей Стори»	ООО «Пантикалей Стори»	0	0,684
17	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 ¹⁾	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Автолайн», ООО «СЗ «Судакский»	ООО «Автолайн»	0,05	1,86
														ООО «СЗ «Судакский»	–	2,976
18	Реконструкция ПС 110 кВ Холодильник с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и установкой второго трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА ¹⁾	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Стройбизнес партнер», физ. лица, ООО «Виктория»	ООО «Строй- бизнес партнер»	–	2,233
														Физ. лицо	–	0,79
														ООО «Виктория»	–	3
19	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 16 МВА мощностью каждый	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ФГУП «Комплекс»	ФГУП «Комплекс»	–	1,2
20	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	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Стемалит», ФГБУ «Санаторий РОП РФ «Россия», ООО «Фирма «СОНИ»	ООО «Стемалит»	0,149	2,218
														ФГБУ «Санаторий РОП РФ «Россия»	–	0,85
														ООО «Фирма «СОНИ»	–	1,1
21	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
22	Строительство ЛЭП 110 кВ Камыш-Бурун – ГПП Альтцем № 1, 2 ориентировочной протяженностью 1 км каждая	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	2×1	–	–	–	–	–	–	2				
23	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	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «СЗ «Славянский дом»	ООО «СЗ «Славянский дом»	–	6,705
24	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 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя физ. лица	Физ. лицо	–	2

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
25	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				

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 обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 31.

Таблица 31 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Строительство ПС 220 кВ Газовая с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	1×125	–	–	–	–	125	1. Распоряжение Правительства РФ от 24.06.2023 № 1653-р. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ГУП РК «Черноморнефтегаз»
2	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Тамань-Кафа I цепь на ПС 220 кВ Газовая ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×2	–	–	–	–	4	1. Распоряжение Правительства РФ от 24.06.2023 № 1653-р. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ГУП РК «Черноморнефтегаз»
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	1. Распоряжение Правительства РФ от 24.06.2023 № 1653-р. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ГУП РК «Черноморнефтегаз»
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	1. Распоряжение Правительства РФ от 24.06.2023 № 1653-р. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ГУП РК «Черноморнефтегаз»

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 32.

Таблица 32 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Реконструкция ПС 220 кВ Марьяновка с заменой трансформатора Т-2 220/35/10 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	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
2	Реконструкция ПС 220 кВ Феодосийская с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	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
3	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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СЗ «Доверие», ООО «СЗ «СТРОЙИНВЕСТАЛЬЯНС», ООО «СЗ Курортный комплекс Лучистый», ООО «Санаторий «Славутич»
4	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. 4. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СЗ Горки Парк», ООО «Усадьба Белогорье», ООО «БЕЛСТРОЙ», ООО «Тепличный комбинат «Белогорский», ООО «Тургеневский Карьер»
5	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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «СЗ «Прометей»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
6	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	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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО СЗ «СК Этажи», АО «Ореанда-12»
7	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	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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «СЗ «Море.Центр»
8	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 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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ФГКУ «СТЗ» ФМБА» России, ООО «СЗ «Южнобережный», ООО «СЗ «Крымский берег
9	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 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
10	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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Тронайт», ООО «СЗ «Судакский»
11	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	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
12	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 трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
13	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	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	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 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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Мечта»
15	Реконструкция ПС 110 кВ Митридат с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 15 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	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	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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Алмаз»
17	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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ГКУ РК «Инвестиционно-строительное управление Республики Крым», ООО «СЗ «Омега Салгир», ООО «СЗ «КСК»
18	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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
19	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
20	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
21	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
22	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	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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Пантикалей Стори»
23	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 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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Автолайн», ООО «СЗ «Судакский»
24	Реконструкция ПС 110 кВ Холодильник с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и установкой Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Стройбизнес партнер», физ. лица, ООО «Виктория»
25	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 80 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160	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	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
26	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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ФГУП «Комплекс»
27	Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/10/10 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
28	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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Стемалит», ФГБУ «Санаторий РОП РФ «Россия», ООО «Фирма «СОНИ»
29	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
30	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
31	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 прогнозируемых 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	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 прогнозируемых 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	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
33	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 10 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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя физ. лица
34	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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя физ. лица

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 мероприятий 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 мероприятий представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию мероприятий 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) утвержденных приказом Минэнерго России от 25.10.2024 № 7@ инвестиционной программы ПАО «Россети» на 2024–2029 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28.12.2023 № 37@;

3) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2024–2029 годы. Материалы размещены 05.05.2025 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

4) утвержденных приказом Министерства топлива и энергетики Республики Крым от 22.11.2024 № 183-ОД изменений, вносимых в инвестиционную программу ГУП РК «Крымэнерго» на 2021–2025 годы по передаче электрической энергии, утвержденную приказом Министерства топлива и энергетики Республики Крым от 31.07.2024 № 117-ОД;

5) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ГУП РК «Крымэнерго» на 2021–2025 годы по передаче электрической энергии. Материалы размещены 28.05.2025 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

6) данных, предоставленных ГУП РК «Крымэнерго» в соответствии с Приказом Минэнерго России № 1340 [4];

7) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [3]).

Оценка потребности в капитальных вложениях выполнена с учетом прогнозируемых индексов-дефляторов инвестиций в основной капитал, принятых на основании данных:

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– сценарных условий функционирования экономики Российской Федерации, основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемых изменений цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (опубликован 30.04.2025 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России 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 %).

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Республики Крым по годам представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Республики Крым (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2025– 2031 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	11032,17	12362,80	10503,94	9406,43	1323,53	3082,75	11032,17	47711,62

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 [5];
- 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 РФ № 1178 [6] 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 2025 год на территории Республики Крым осуществляют свою деятельность 2 сетевые организации. Наиболее крупной ТСО является ГУП Республики Крым «Крымэнерго» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 99,6 % 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 «Россети»;

- затраты на оплату услуг ПАО «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, рассчитанной 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 2024 год в соответствии с:

- 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 РФ № 24 [7].

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 2024 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, 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 максимального срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства –

¹ Приказ Государственного комитета по ценам и тарифам республики Крым от 30.12.2020 № 54/2 (в редакции от 11.05.2023).

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

25 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 6 лет.

Средняя процентная ставка по заемным средствам на прогнозный период принята в размере:

- 15 % годовых на 2026 год, 10,5 % годовых на 2027 и 2028 годы. Ставки определены с учетом прогноза Банка России от 25.07.2025 величины среднегодовой ключевой ставки;
- с 2029 года средняя процентная ставка принята в размере 10 % годовых с учетом значений среднегодовой ключевой ставки в зависимости от целевых значений инфляции.

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 30 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

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 %	22 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	30 %	0 % – 30 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	11 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	6 лет	6 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2025 год приказом Государственного

Комитета по ценам и тарифам Республики Крым от 28.11.2024 № 40/5 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Крым на период с 01.01.2025 по 31.12.2029» (в редакции от 26.12.2024) (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. На период 2029–2031 годов принято, что экономические показатели сохраняются в размере последнего года прогноза социально-экономического развития Российской Федерации.

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 2024 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2024 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2024 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «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 2025 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, принятого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2025 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 тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на

³ Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемые изменения цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (опубликован 30.04.2025 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 35.

Таблица 35 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	11 %	8 %	5 %	4 %	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	0,8 %	5,7 %	2,3 %	1,1 %	0,7 %	0,7 %

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. В случае отличия объемов капитальных вложений по годам в актуальном проекте инвестиционной программы основных ТСО от данных в утвержденной инвестиционной программе, такие отличия учитываются при оценке тарифных последствий.

За горизонтом периода, на который утверждены инвестиционные программы основных ТСО, принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере последнего года утвержденной инвестиционной программы (проекта инвестиционной программы, при наличии предложений ТСО на последующие годы).

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Республики Крым представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Республики Крым (в млн руб. без НДС)

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	13919	13536	15408	7086	6750	4181
объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	10156	8160	7839	1103	2569	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	11836	20808	27360	12918	10397	7749

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 37 и на рисунке 8.

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 37 – 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	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
ПВВ	млрд руб.	21,0	24,3	26,2	27,7	29,1	30,6
НВВ	млрд руб.	29,6	36,9	42,5	38,3	38,6	38,9
Δ НВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	8,5	12,7	16,3	10,6	9,5	8,3
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,50	3,82	4,04	4,22	4,40	4,59
Среднегодовой темп роста	%	–	109	106	104	104	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	4,92	5,81	6,54	5,84	5,84	5,84
Среднегодовой темп роста	%	–	118	113	89	100	100
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	1,42	1,99	2,51	1,62	1,44	1,25

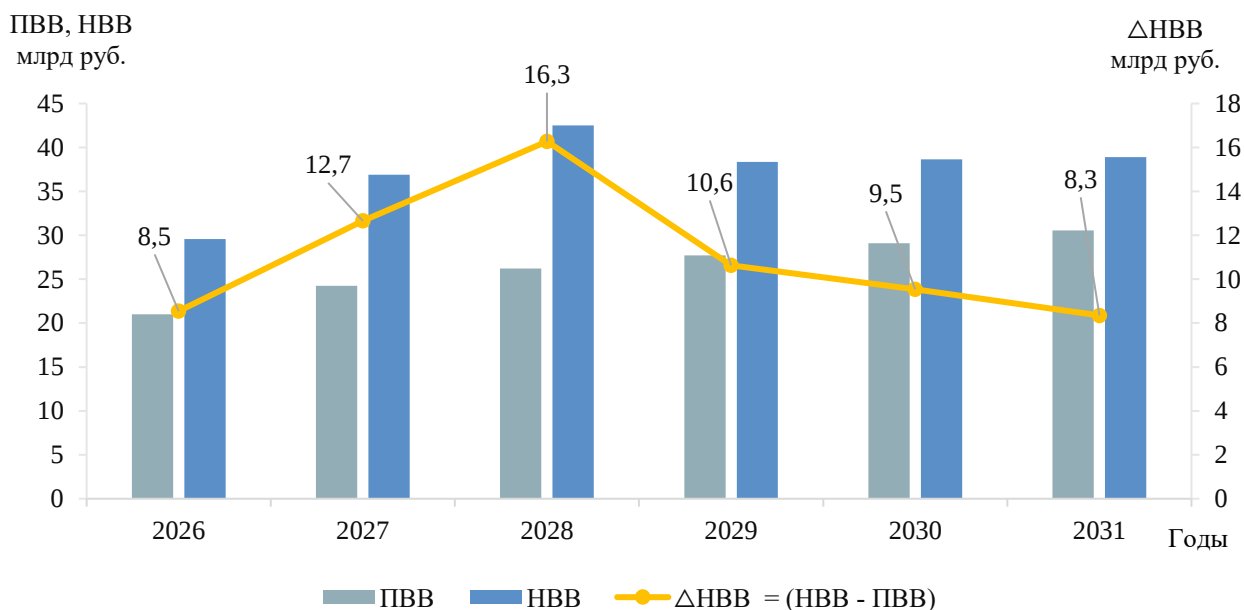


Рисунок 8 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Крым при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 37, 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 2025 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде во всех сценариях: в случае увеличения (сценарий 1), снижения (сценарий 2) и при отсутствии (фиксации на уровне 2025 года) роста (сценарий 3) прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период наличия дефицита финансирования составляет 34,4–80,2 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 9.

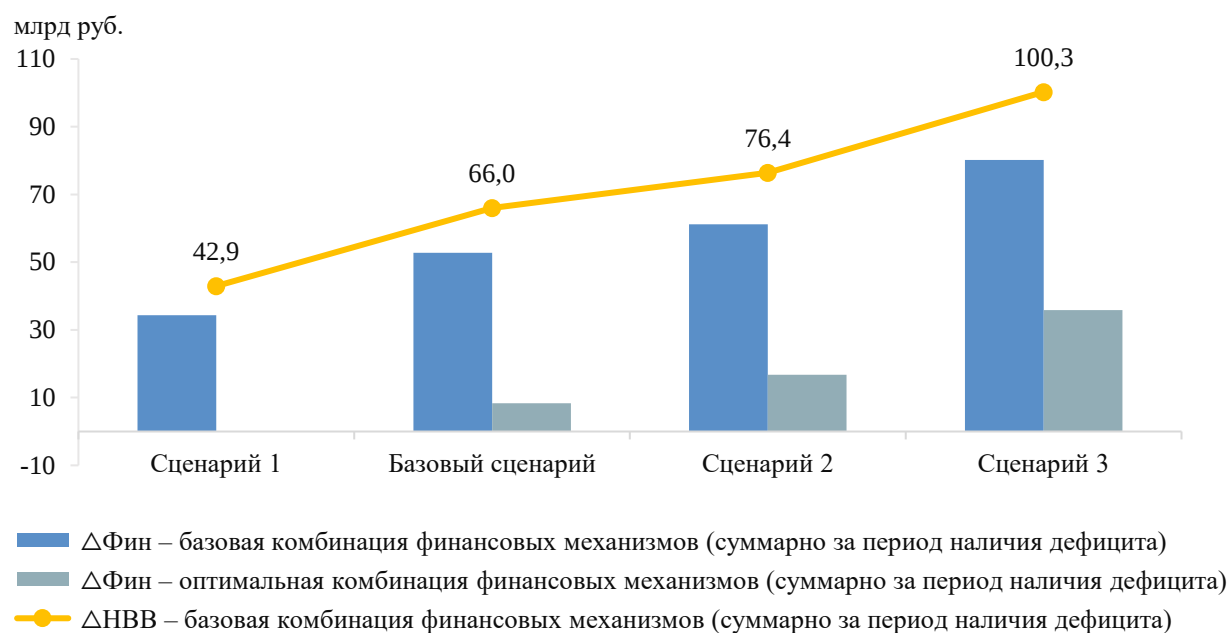


Рисунок 9 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Республики Крым

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 38.

Таблица 38 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (за период 2026–2031 годов)

Наименование	Сценарий 1	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	25 %	25 %	25 %	25 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	54 %	70 %	70 %	70 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %	0 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %	10 %	10 %

Как видно из рисунка 9, в прогнозном периоде определена возможность ликвидации дефицита финансирования в сценарии 1, а также возможность снижения дефицита финансирования инвестиций в Базовом сценарии и сценариях 2, 3 за счет изменения финансовых механизмов (таблица 38) при значительных объемах бюджетного финансирования в прогнозных капитальных вложениях.

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 2031 году в объеме 8765 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,28 %.

Потребление мощности Республики Крым к 2031 году увеличится и составит 1591 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,73 %.

Наибольшие годовые темпы прироста потребления электрической энергии и мощности в Республике Крым прогнозируются в 2027 и 2026 годах соответственно.

Годовое число часов использования потребления мощности Республики Крым в период 2026–2031 годов прогнозируется в диапазоне 5183–5509 ч/год.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым, в 2031 году составит 1900 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 2025–2031 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 465,326 км, трансформаторной мощности 1110,4 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: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/ (дата обращения: 29.08.2025).

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 г., регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/ (дата обращения: 29.08.2025).

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 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/ (дата обращения: 29.08.2025).

4. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 20 декабря 2022 г. № 1340 : зарегистрирован М-вом юстиции 16 марта 2023 г., регистрационный № 72599. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_442245/ (дата обращения: 29.08.2025).

5. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 г. № 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: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/ (дата обращения: 29.08.2025).

6. Российская Федерация. Правительство. Постановления. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике : Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/ (дата обращения: 29.08.2025).

7. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 г. № 24. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/ (дата обращения: 29.08.2025).

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 2031 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
Энергосистема Республики Крым и г. Севастополя, 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	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ПР-6-35/10/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	ПТ-12-35/10м		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
Сакская ТЭЦ	АО «КРЫМТЭЦ»			Газ									
		1	Т-6-35/16		6,0	6,0	6,0						Вывод из эксплуатации в 2027 г.
		2	АР-6-6		6,0	6,0	6,0						Вывод из эксплуатации в 2027 г.
		3	ДЖ-59ЛЗ		15,4	15,4	15,4						Вывод из эксплуатации в 2027 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–	27,4	27,4	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 участок		–	Ветровые агрегаты		1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	
Тарханкутский участок		–	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	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание	
					Установленная мощность, МВт									
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		
СЭС Родниковое (ПС 110 кВ Родниковая)	АО «Солнечная генерация»			–										
Краймиа Солар 1		–	Солнечные агрегаты		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0		
Краймиа Солар 2		–	Солнечные агрегаты		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
Краймиа Солар 3		–	Солнечные агрегаты		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
Краймиа Солар 4		–	Солнечные агрегаты		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
Краймиа Солар 5		–	Солнечные агрегаты		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0		
Установленная мощность, всего		–	–		7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6		
СЭС Перово (ПС 110 кВ Таврия)	АО «ДЕЛЬТА»				–									
Альфа Солар		–	Солнечные агрегаты			20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
Бета Солар		–	Солнечные агрегаты	22,2		22,2	22,2	22,2	22,2	22,2	22,2	22,2		
Зета Солар		–	Солнечные агрегаты	21,0		21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0		
Дельта Солар		–	Солнечные агрегаты	20,8		20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8		
Гамма Солар		–	Солнечные агрегаты	21,5		21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5		
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	АО «Солнечная генерация»	–	Солнечные агрегаты		19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6		
Оузил Солар	АО «Солнечная генерация»	–	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	ПР-6/3,9/1,5/0,8		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 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
Западно-Крымская МГТЭС	АО «Мобильные ГТЭС»			Керосин, 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		21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	
		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		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»			Керосин, 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)	АО «Солнечная генерация»			–									
Капелла Солар		–	Солнечные агрегаты		20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	
Юпитер Солар		–	Солнечные агрегаты		24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	
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	
		3	ПГУ							235,0	235,0	235,0	Ввод в эксплуатацию в 2029 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–	490,2	490,2	490,2	490,2	490,2	725,2	725,2	725,2	
Система накопления электрической энергии в Республике Крым ¹⁾	ПАО «Россети»			–									
		–	Система накопления электрической энергии				100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
Установленная мощность, всего		–	–				100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
Электростанция на территории Таврической ТЭС	ООО «ВО «Технопромэкспорт»			Газ									
		1–6	ГТУ				150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–			150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	

Примечание – ¹⁾ Систему накопления электрической энергии в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя, на территории Республики Крым, планируется размещать на объектах ПАО «Россети».

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⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
1	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ПС 220 кВ Газовая с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	1×125	–	–	–	–	125	2027 ³⁾	Распоряжение Правительства РФ от 24.06.2023 № 1653-р	2135,36	1179,31
2	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа I цепь на ПС 220 кВ Газовая ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×2	–	–	–	–	4	2027 ³⁾	Распоряжение Правительства РФ от 24.06.2023 № 1653-р		
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	2027 ³⁾	Распоряжение Правительства РФ от 24.06.2023 № 1653-р	42,86	42,86
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	2027 ³⁾	Распоряжение Правительства РФ от 24.06.2023 № 1653-р		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
5	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 220 кВ Марьяновка с заменой трансформатора Т-2 220/35/10 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	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	465,07	465,07
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 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	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	282,35	282,35
7	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым, г. Севастополь	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	1832,86	648,21

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
8	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым, г. Севастополь	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	АО «Крымэнерго»	110	км	2×25,525	–	–	–	–	–	–	51,05	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1609,11	414,71
	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым, г. Севастополь	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	2×0,204	–	–	–	–	–	–	0,408				
9	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым, г. Севастополь	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	1809,51	1737,22

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
10	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	–	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	997,52	300,02
11	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	644,29
12	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	855,76	525,31

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
13	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	747,55
	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым		АО «Крымэнерго»	110	км	7,49	–	–	–	–	–	–	7,49				
14	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 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	1570,87	612,69
15	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	422,15
16	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				

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
17	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 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	1097,86	0,00
18	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	518,43
19	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	–	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	913,33	554,72

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
20	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	–	–	–	–	–	–	19,012	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	760,29	724,70
21	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	АО «Крымэнерго»	110	км	3,505	–	–	–	–	–	–	3,505	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	296,55	282,67
	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	с заходом на ПС 110 кВ Гурзуф и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Артек – Гурзуф	АО «Крымэнерго»	110	км	3,288	–	–	–	–	–	–	3,288				
22	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	1017,40	982,48
23	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	616,64

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
24	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	1416,60	538,30
25	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	–	–	–	–	–	–	10,746	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	829,83	791,00
	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым		АО «Крымэнерго»	110	км	8,108	–	–	–	–	–	–	8,108				
26	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	661,71	634,40
	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым		АО «Крымэнерго»	110	км	8,269	–	–	–	–	–	–	8,269				
27	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	–	–	–	–	–	–	10,287	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	787,91	751,43

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
28	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	2027	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	2191,09	2191,09
29	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	2027	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	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
30	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	2028 ³⁾	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	3355,95	3355,95
31	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	2028 ³⁾	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
32	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 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2027	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	1791,05	1791,05
33	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	2027	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	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	2026	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	2472,33	2472,33

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
35	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 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	2219,00	2219,00
36	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	2027	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	1735,24	1735,24

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
37	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 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	1706,13	1706,13
38	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 25 МВА	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	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	1078,70	1078,70

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
39	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	1399,84	1399,84
40	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	878,32	878,32

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
41	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	222,77	222,77
42	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	375,09	375,09

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
43	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	2030 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	3178,42	3178,42
44	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	–	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	191,97	191,97

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
45	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 80 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160	–	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	1188,76	1188,76
46	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-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2029 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	1111,45	1111,45

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
47	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	1211,09	1211,09
48	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	916,68	916,68

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
49	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	299,28	299,28
50	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 40 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2029 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	600,84	600,84
51	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Создание на ПС 330 кВ Симферопольская устройств: – АОПО КВЛ 110 кВ Симферопольская – Южная с отпайками; – АОПО КВЛ 110 кВ Симферопольская – Центральная с отпайками	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2026 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	79,88	79,88

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
52	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Модернизация на ПС 330 кВ Симферопольская устройства ЛАПНУ	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2026 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	63,41	63,41
53	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Модернизация на Симферопольская ТЭЦ устройства АОПО ВЛ 110 кВ Симферопольская ТЭЦ – Северная с отпайкой на ПС Завокзальная	АО «КРЫМТЭЦ»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	12,75	12,75
54	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	–	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	2426,15	2426,15

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
55	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 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и установкой Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	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	628,37	628,37
56	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ВЛ 110 кВ Мойнаки – Евпатория путем разрезания и сооружения двухцепного участка ЛЭП 110 кВ от места разрезания до места пересечения с ВЛ 110 кВ Западно- Крымская – Крайняя правая с отпайкой на Митяево и ВЛ 110 кВ Западно-Крымская – Крайняя левая с отпайкой на Митяево с образованием ЛЭП 110 кВ Западно- Крымская – Мойнаки с отпайками и ЛЭП 110 кВ Западно-Крымская – Евпатория с отпайками ориентировочной протяженностью 39,1 км	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	2×39,1	–	–	–	–	–	–	78,2	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1881,74	1881,74

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
57	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция вновь образованной ЛЭП 110 кВ Западно- Крымская - Мойнаки с отпайками на участке от ПС 330 кВ Западно- Крымская до места врезки сооружаемого участка ЛЭП 110 кВ с заменой существующего провода с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 13,1 км	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	13,1	–	–	–	–	–	–	13,1	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	78,84	78,84

Примечания

1 ¹⁾ Необходимый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки проекта схемы и программы развития электроэнергетических систем России (СиПР ЭЭС России), начиная с которого на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети выявлена необходимость выполнения мероприятия (постановки под напряжение объектов электросетевого хозяйства либо ввода в работу вторичного оборудования, предусмотренных мероприятием), направленного на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), обеспечение надежного и эффективного функционирования электроэнергетической системы, повышение надежности электроснабжения потребителей электрической энергии, 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. Если такая необходимость выполнения мероприятия была определена в период, предшествующий году разработки СиПР ЭЭС России, но мероприятие не было выполнено, то в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России. В отношении мероприятий, необходимый год реализации которых был предусмотрен в году разработки СиПР ЭЭС России в соответствии с утвержденными Минэнерго России СиПР ЭЭС России предшествующего среднесрочного периода, в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2 ²⁾ Планируемый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки СиПР ЭЭС России, в котором планируется осуществить комплексное опробование линий электропередачи и (или) основного электротехнического оборудования подстанций с подписанием соответствующего акта комплексного опробования оборудования, определенный в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, а также в решениях, принятых в году разработки СиПР ЭЭС России в рамках согласительных совещаний процедуры рассмотрения и утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, в соответствии с Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации, Министра энергетики Российской Федерации.

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.