

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2025–2030 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	16
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	16
2.1.1 Энергорайон № 1. Энергорайон ЮБК (Южный берег Крыма)	16
2.1.2 Энергорайон № 2. Феодосийско-Керченский энергорайон	20
2.1.3 Энергорайон № 3. Центральный энергорайон. Контролируемое сечение «Гагаринское» и «Север Крыма»	22
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.....	24
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ и выше.....	24
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	75
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	86
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	86
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	86
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического	

	присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям	86
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы	87
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	87
3.2	Прогноз потребления электрической энергии.....	89
3.3	Прогноз потребления мощности.....	90
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	92
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы	95
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	95
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.....	98
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	103
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	105
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети... ..	110
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	111
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	113
7.1	Основные подходы.....	113
7.2	Исходные допущения.....	114
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	117
7.3	Результаты оценки тарифных последствий.....	118
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	119
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	122

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	123
ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к строительству, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	125
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	128

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
ВО; ОВ	–	обходной выключатель
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГВО	–	график временного отключения потребления
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КС	–	контролируемое сечение
ЛАПНУ	–	локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости
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
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПГУ	–	парогазовая установка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РБУ	–	режимно-балансовые условия
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РМ	–	расчетная математическая модель
РП	–	(электрический) распределительный пункт

РПН	–	устройство регулирования напряжения силового трансформатора под нагрузкой
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СВ	–	секционный выключатель
СКРМ	–	средство компенсации реактивной мощности
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
СРС	–	схемно-режимная ситуация
СЭС	–	солнечная электростанция
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
$S_{\text{длн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

«Схема и программа развития энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя на 2025–2030 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 2019–2023 годов. За отчетный принимается 2023 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 (2025–2030 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 2030 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 2030 года, в том числе:

- 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»	22,7

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
АО «СЗ»	21,3

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 01.01.2024 составила 1442,3 МВт, в том числе: ТЭС – 1056,7 МВт, ВЭС – 88,6 МВт, СЭС – 297,0 МВт.

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

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

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

Наименование	На 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	1442,3	–	–	–	–	1442,3
ТЭС	1056,7	–	–	–	–	1056,7
ВЭС	88,6	–	–	–	–	88,6
СЭС	297,0	–	–	–	–	297,0

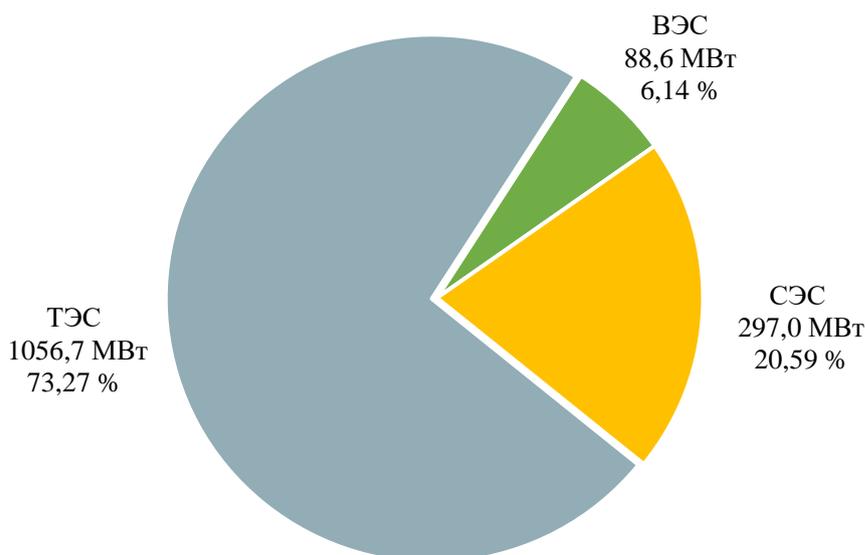


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым, по состоянию на 01.01.2024

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 2023 году составило 4325,1 млн кВт·ч, в том числе: на ТЭС – 3925,6 млн кВт·ч, ВЭС – 14,2 млн кВт·ч, СЭС – 385,3 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 2019–2023 годов, млн кВт·ч

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	3686,8	3812,9	4427,1	4359,6	4325,1
ТЭС	3179,8	3300,6	4005,9	3953,9	3925,6
ВЭС	100,1	92,5	49,2	14,7	14,2
СЭС	406,8	419,7	372,0	391,0	385,3

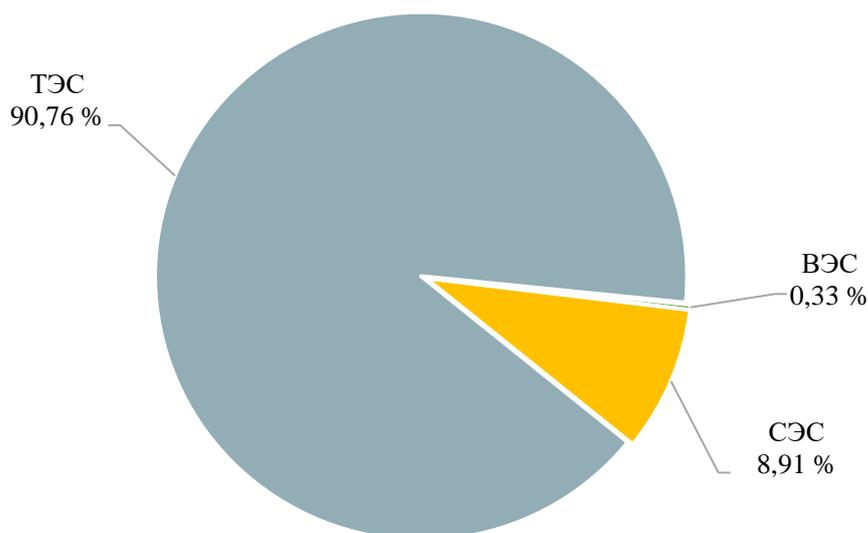


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым, в 2023 году

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	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
<i>Энергосистема Республики Крым и г. Севастополя</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	7843	7921	8762	8859	8827
Годовой темп прироста, %	1,44	0,99	10,62	1,11	-0,36
Максимум потребления мощности, МВт	1357	1434	1587	1623	1663
Годовой темп прироста, %	-2,93	5,67	10,68	2,27	2,46
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5780	5524	5521	5458	5308
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	09.01 10:00	23.12 10:00	24.12 10:00	26.01 10:00	10.02 10:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-2,1	-1,9	-2,3	-5,4	-5,0
<i>Республика Крым</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	6321	6368	7059	7116	7101
Годовой темп прироста, %	-0,16	0,74	10,85	0,81	-0,21
Доля потребления электрической энергии Республики Крым в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя, %	80,6	80,4	80,6	80,3	80,4
Потребление мощности (совмещенное) Республики Крым на час максимума энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, МВт	1078	1137	1256	1289	1334
Годовой темп прироста, %	-3,32	5,47	10,47	2,63	3,49
Доля потребления мощности Республики Крым в энергосистеме, %	79,4	79,3	79,1	79,4	80,2
Число часов использования потребления мощности, ч/год	5866	5601	5620	5521	5323

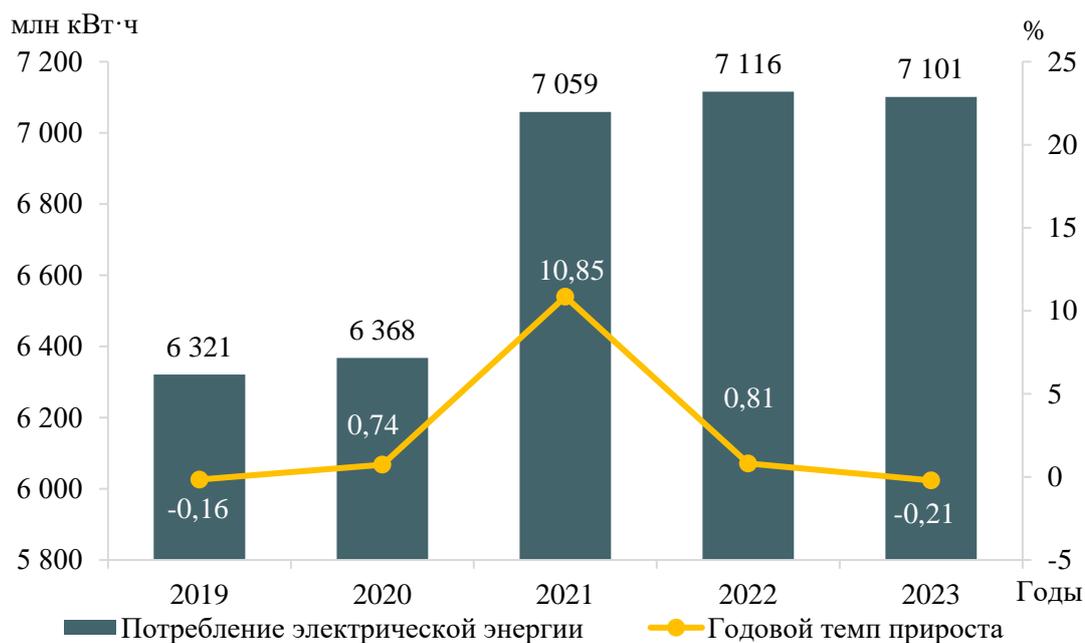


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии по территории Республики Крым и годовые темпы прироста

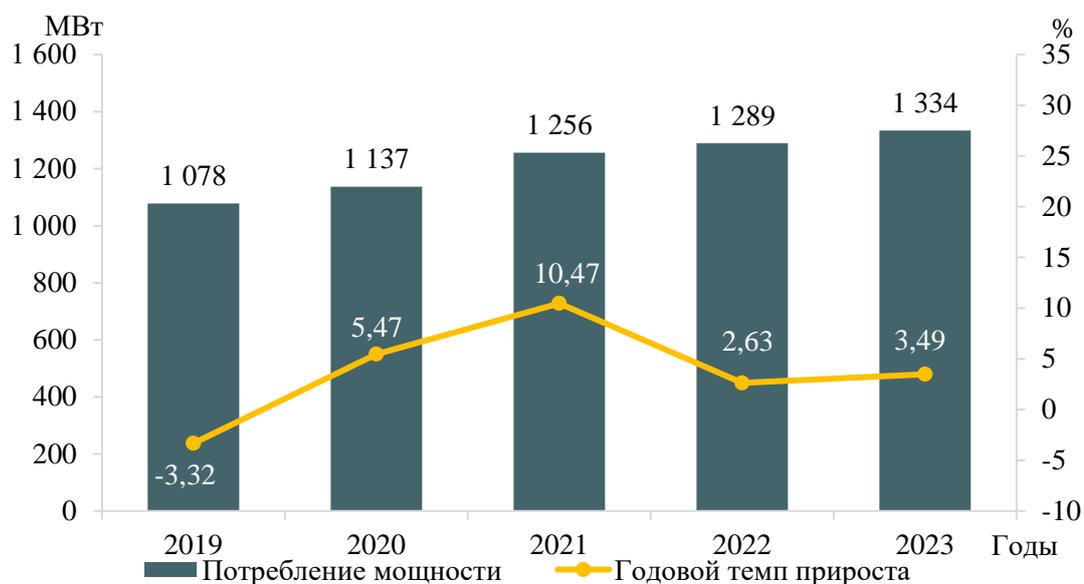


Рисунок 4 – Потребление мощности Республики Крым и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии энергосистемы Республики Крым г. Севастополя увеличилось на 1095 млн кВт·ч и составило в 2023 году 8827 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,68 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 10,62 % в 2021 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2023 году и составило 0,36 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя вырос на 265 МВт и составил 1663 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 3,53 %. Годовой максимум весь отчетный период фиксировался только в утренние часы.

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

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

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии Республики Крым увеличилось на 770 млн кВт·ч и составило 7101 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,32 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 10,85 % в 2021 году. Наибольшее 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 снизилась с 80,6 % в 2019 году до 80,4 % в 2023 году.

За период 2019–2023 годов потребление мощности Республики Крым выросло на 219 МВт и составило 1334 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 3,62 %.

Наибольший годовой прирост мощности зафиксирован в 2021 году и составил 10,47 % в, наибольшее годовое снижение мощности наблюдалось в 2019 году и составило 3,32 %.

Доля Республики Крым в максимальном потреблении мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя в ретроспективный период изменялась незначительно в диапазоне 79,3–80,2 %.

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 сельском хозяйстве;
- ростом потребления в сфере услуг;
- 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 отпайки на ПС 110 кВ Аянская от ВЛ 110 кВ Алушта – Перевальное	АО «Крымэнерго»	2019	0,06 км
2	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Аянская от ВЛ 110 кВ Доброе – Перевальное	АО «Крымэнерго»	2019	0,06 км
3	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Кафа – Виноградная I цепь	ГУП РК «Крымэнерго»	2022	7,39 км
4	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Кафа – Виноградная II цепь	ГУП РК «Крымэнерго»	2022	7,40 км
5	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
6	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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
7	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Компрессорная от ВЛ 110 кВ Керченская – Ленино	ГУП РК «Крымэнерго»	2022	0,35 км
8	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
9	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
10	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
11	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

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	Строительство ПС 110 кВ Аянская	ГУП РК «Крымэнерго»	2019	2×10 МВА
2	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Керченская	ГУП РК «Крымэнерго»	2019	25 МВА
3	110 кВ	Установка БСК на ПС 110 кВ Лучистое	АО «Крымэнерго»	2021	25 Мвар
4	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Алупка	АО «Крымэнерго»	2022	2×25 МВА
5	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Виноградная	ГУП РК «Крымэнерго»	2022	2×25 МВА
6	110 кВ	Установка БСК на ПС 110 кВ Дарсан	АО «Крымэнерго»	2022	25 Мвар

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
7	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Миндальная	АО «Крымэнерго»	2022	2×25 МВА
8	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Северная	ГУП РК «Крымэнерго»	2022	2×63 МВА
9	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Компрессорная	ГУП РК «Крымэнерго»	2022	1×16 МВА
10	110 кВ	Установка БСК на ПС 220 кВ Донузлав	АО «Крымэнерго»	2023	25 Мвар
11	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Евпатория	ГУП РК «Крымэнерго»	2023	2×40 МВА
12	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Заря	АО «Крымэнерго»	2023	2×25 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. Феодосийско-Керченский энергорайон;
- энергорайон № 3. Центральный энергорайон. Контролируемое сечение «Гагаринское» и «Север Крыма».

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)
<p>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 %, ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10 превышает ДДТН на величину до 89 %, ВЛ 110 кВ Алушка – Заря превышает ДДТН на величину до 71 %, ВЛ 110 кВ Гаспра – Алушка превышает ДДТН на величину до 56 %, ВЛ 110 кВ Ялта – Гаспра превышает ДДТН на величину до 38 %, ВЛ 110 кВ Старый Крым – Судак с отпайкой на ПС Капсель превышает ДДТН на величину до 47 %, ВЛ 110 кВ Веселое – Судак с отпайкой на ПС Капсель превышает ДДТН на величину до 28 %, ВЛ 110 кВ Морское – Веселое превышает ДДТН на величину до 11 %, ВЛ 110 кВ Приветное – Морское превышает ДДТН на величину до 4 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 65 МВт</p>	<p>Строительство транзита 110 кВ Севастопольская – Ялта – Лучистое в двухцепном исполнении (1–24 этапы):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Этап 2. Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС ПС-10 и ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алушка с отпайкой на ПС ПС-10 на участке от ПС 330 кВ Севастополь до ПС 110 кВ ПС-10 с реконструкцией ПС 330 кВ Севастополь для подключения новых ЛЭП 110 кВ (без вывода из работы существующих ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10 и ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10). 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 – Алушка с отпайкой на ПС ПС-10 на участке от ПС 110 кВ ПС-10 до ПС 110 кВ Заря с переводом электроснабжения ПС 110 кВ ПС-10 от ВЛ 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС-10 и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10. 3. Этап 5. Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алушка с отпайкой на ПС ПС-10 с заходом на ПС 110 кВ Алушка и ЛЭП 110 кВ Гаспра – Заря на участке от ПС 110 кВ Заря до ПС 110 кВ Алушка с заходами на ПС 110 кВ Заря с переводом электроснабжения ПС 110 кВ ПС-10 от ВЛ 110 кВ Севастополь – Алушка с отпайкой на ПС 110 кВ ПС-10, демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Алушка – Заря и выводом из работы существующей ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10. 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 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. 6. Этап 8. Реконструкция ПС 110 кВ Ялта. 7. Этап 9. 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. 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. 	<p>Отсутствуют</p>	<p>Строительство транзита 110 кВ Севастопольская – Ялта – Лучистое в двухцепном исполнении (1–24 этапы):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Этап 2. Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС ПС-10 и ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алушка с отпайкой на ПС ПС-10 на участке от ПС 330 кВ Севастополь до ПС 110 кВ ПС-10 с реконструкцией ПС 330 кВ Севастополь для подключения новых ЛЭП 110 кВ (без вывода из работы существующих ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10 и ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10). 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 – Алушка с отпайкой на ПС ПС-10 на участке от ПС 110 кВ ПС-10 до ПС 110 кВ Заря с переводом электроснабжения ПС 110 кВ ПС-10 от ВЛ 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС-10 и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10. 3. Этап 5. Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алушка с отпайкой на ПС ПС-10 с заходом на ПС 110 кВ Алушка и ЛЭП 110 кВ Гаспра – Заря на участке от ПС 110 кВ Заря до ПС 110 кВ Алушка с заходами на ПС 110 кВ Заря с переводом электроснабжения ПС 110 кВ ПС-10 от ВЛ 110 кВ Севастополь – Алушка с отпайкой на ПС 110 кВ ПС-10, демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Алушка – Заря и выводом из работы существующей ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10. 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 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. 6. Этап 8. Реконструкция ПС 110 кВ Ялта. 7. Этап 9. 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. 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)
	<p>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</p> <p>11. Этап 12. Реконструкция ПС 110 кВ Массандра.</p> <p>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.</p> <p>13. Этап 14. Реконструкция ПС 110 кВ Гурзуф.</p> <p>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.</p> <p>15. Этап 16. Реконструкция ПС 110 кВ Артек.</p> <p>16. 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.</p> <p>17. Этап 18. Реконструкция ПС 110 кВ Шарха.</p> <p>18. 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.</p> <p>19. Этап 20. Реконструкция ПС 110 кВ Алушта.</p> <p>20. 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.</p> <p>21. Этап 22. Реконструкция ПС 110 кВ Лучистое.</p> <p>22. 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</p>		<p>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</p> <p>11. Этап 12. Реконструкция ПС 110 кВ Массандра.</p> <p>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.</p> <p>13. Этап 14. Реконструкция ПС 110 кВ Гурзуф.</p> <p>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.</p> <p>15. Этап 16. Реконструкция ПС 110 кВ Артек.</p> <p>16. 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.</p> <p>17. Этап 18. Реконструкция ПС 110 кВ Шарха.</p> <p>18. 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.</p> <p>19. Этап 20. Реконструкция ПС 110 кВ Алушта.</p> <p>20. 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.</p> <p>21. Этап 22. Реконструкция ПС 110 кВ Лучистое.</p> <p>22. 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</p>

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)
	ПС 110 кВ Лучистое с заходом на ПС 110 кВ Лучистое. 23. Этап 24. Строительство ЛЭП 110 кВ Алушта – Лучистое с демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Алушта – Лучистое		ПС 110 кВ Лучистое с заходом на ПС 110 кВ Лучистое. 23. Этап 24. Строительство ЛЭП 110 кВ Алушта – Лучистое с демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Алушта – Лучистое

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

2.1.2 Энергорайон № 2. Феодосийско-Керческий энергорайон

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

Таблица 8 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий Феодосийско-Керченского 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)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме¹⁾, связанной с отключением КВЛ 110 кВ Симферопольская – Белогорск²⁾ и АТ-4 ПС 220 кВ Феодосийская, токовая нагрузка АТ-3 ПС 220 кВ Феодосийская превышает ДДТН на величину до 52 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 72 МВт</p>	<p>1. Строительство заходов ВЛ 110 кВ Феодосийская – Старый Крым с отпайками на ПС 220 кВ Кафа ориентировочной протяженностью 6,5 км каждый.</p> <p>2. Строительство заходов ВЛ 110 кВ Феодосийская – Восход с отпайками на ПС 220 кВ Кафа ориентировочной протяженностью 6,3 км каждый</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>1. Строительство заходов ВЛ 110 кВ Феодосийская – Старый Крым с отпайками на ПС 220 кВ Кафа ориентировочной протяженностью 6,5 км каждый.</p> <p>2. Строительство заходов ВЛ 110 кВ Феодосийская – Восход с отпайками на ПС 220 кВ Кафа ориентировочной протяженностью 6,3 км каждый</p>

Примечания

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

2 ²⁾ В связи с реализацией титула «Реконструкция ПС 110 кВ «Северная» с установкой силовых трансформаторов 2×63 МВА, с изменением конфигурации прилегающей сети 110 кВ с увеличением количества питающих подстанцию линий 110 кВ с двух до четырех. 2 этап», вследствие изменения топологии электрической сети ВЛ 110 кВ Таврическая ТЭС – Кубанская не входит в Феодосийско-Керченский энергорайон.

2.1.3 Энергорайон № 3. Центральный энергорайон. Контролируемое сечение «Гагаринское» и «Север Крыма»

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

Таблица 9 – 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)
<p>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 ВЛ 110 кВ Симферопольская – Южная с отпайками превышает АДТН на величину до 14 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 31 МВт</p>	<p>Создание на ПС 330 кВ Симферопольская устройства АОПО КВЛ 110 кВ Симферопольская – Южная с отпайками</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Создание на ПС 330 кВ Симферопольская устройства АОПО КВЛ 110 кВ Симферопольская – Южная с отпайками</p>
<p>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 КВЛ 110 кВ Симферопольская – Центральная с отпайками превышает АДТН на величину до 4 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 9 МВт</p>	<p>Создание на ПС 330 кВ Симферопольская устройства АОПО КВЛ 110 кВ Симферопольская – Центральная с отпайками</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Создание на ПС 330 кВ Симферопольская устройства АОПО КВЛ 110 кВ Симферопольская – Центральная с отпайками</p>
<p>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 330 кВ Балаклавская ТЭС – Западно-Крымская, переток активной мощности в КС «Север Крыма» превышает МДП на величину до 114 МВт.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 114 МВт</p>	<p>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</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>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</p>

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 иного замера. В таблице 10 представлены данные по ТНВ в дни контрольных 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		
		Энергорайон «ЮБК»	Феодосийско-Керченский энергорайон	Энергосистема Республики Крым и г. Севастополя
2019	18.12.2019	9,9	9,9	7,9
	19.06.2019	26,6	26,5	25,2
2020	16.12.2020	8,3	1,6	1,1
	17.06.2020	22,0	24,3	22,3
	12.08.2020 ¹⁾	28,8	28,8	28,8
2021	15.12.2021	10,0	6,4	4,6
	16.06.2021	18,7	20,0	18,7
2022	21.12.2022	4,8	1,4	1,1
	15.06.2022	24,3	22,3	20,9
	16.02.2022 ¹⁾	6,9	6,9	6,9
	04.08.2022 ¹⁾	28	28	28
2023	20.12.2023	8,8	9,7	8,5
	21.06.2023	24,1	23,4	22,1
	09.02.2023 ¹⁾	3,4	-1,6	-2,7
	04.08.2023 ¹⁾	25	26,3	24,9

Примечание – ¹⁾ Приведены температуры в дни иных замеров.

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

– для однострансформаторных 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 контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 12 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, 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 пять 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	
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г. ¹⁾	2022 г.	2023 г. ²⁾	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2020 г. ³⁾	2021 г.	2022 г.	2022 г. ⁴⁾	2023 г.		2023 г. ⁵⁾
1	ПС 110 кВ Алушта	110/10	T-1	110/10	25	1,60	10,37	10,85	11,43	16,17	14,06	12,38	4,81	0,00	10,77	3,82	9,20	14,05	10,60	13,81	–
		110/10	T-2	110/10	25	12,63	6,14	7,51	7,51	7,03	6,18	5,66	18,79	12,27	10,55	15,71	11,04	11,99	8,26	11,11	–
2	ПС 110 кВ Артек	110/10	T-1	110/10	10	3,22	2,94	1,29	1,75	0,64	1,06	0,00	2,40	1,10	2,46	0,96	1,06	0,97	0,64	0,95	–
		110/10	T-2	110/10	10	2,58	3,21	4,85	4,68	5,44	5,10	5,98	2,85	2,12	3,13	2,97	4,08	3,85	4,24	4,90	–
3	ПС 110 кВ Белогорск	110/35/10	T-1	110/35/10	25	23,69	18,24	15,95	17,14	15,98	17,91	15,99	15,95	12,77	12,91	11,05	7,32	9,33	14,34	17,82	–
		110/35/10	T-2	110/35/10	16	10,99	12,26	10,34	11,22	13,31	12,04	12,46	4,14	4,52	6,82	4,63	4,47	5,16	6,05	0,00	–
4	ПС 110 кВ Веселое	110/10	T-1	110/10	10	1,23	1,77	1,45	0,92	1,52	2,12	1,93	1,51	0,76	2,18	1,74	1,55	2,33	2,35	2,36	–
		110/10	T-2	110/10	2,5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	ПС 110 кВ Восточная	110/35/10	T-1	110/35/10	40	0,00	18,50	0,00	22,76	21,69	26,26	25,77	14,13	10,04	13,18	7,01	18,73	10,38	13,44	12,81	–
		110/35/10	T-2	110/35/10	40	21,38	6,39	26,57	14,46	16,59	22,88	15,33	9,22	4,61	5,84	10,77	9,52	9,49	8,15	11,86	–
6	ПС 110 кВ Вторчермет	110/10	T-1	110/10	6,3	3,73	2,88	3,21	1,26	2,14	2,47	2,15	2,86	2,65	1,78	1,59	4,28	4,51	1,92	2,27	–
		110/10	T-2	110/10	10	2,36	2,32	2,08	1,69	3,36	3,30	3,24	1,70	1,62	2,29	2,21	0,00	0,00	2,47	2,87	–
7	ПС 110 кВ Гаспра	110/10	T-1	110/10	16	6,01	7,43	8,68	7,93	7,09	7,16	0,00	12,93	3,94	6,03	5,59	5,01	5,89	0,00	0,00	–
		110/10	T-2	110/10	16	6,01	3,20	5,28	7,49	9,19	9,57	11,84	0,00	3,49	5,85	5,74	4,49	5,14	12,71	10,85	–
8	ПС 110 кВ Гурзуф	110/10	T-1	110/10	10	5,40	4,71	3,67	4,18	4,46	4,14	5,41	0,00	2,46	2,99	3,75	4,45	5,36	3,86	5,23	–
		110/10	T-2	110/10	10	1,57	2,75	3,78	2,62	2,34	2,59	1,34	6,39	1,73	4,28	2,97	1,80	1,97	1,15	2,18	–
9	ПС 110 кВ Дарсан	110/10	T-1	110/10	16	6,45	6,61	8,48	8,82	9,24	8,48	6,73	7,84	6,37	7,72	6,77	12,87	7,86	4,37	7,59	–
		110/10	T-2	110/10	16	6,90	7,95	5,85	8,51	6,84	7,45	7,94	7,61	5,46	7,79	8,10	0,00	6,48	6,53	8,38	–
10	ПС 110 кВ Дозорное	110/35/10	T-1	110/35/10	10	5,46	6,57	3,67	4,72	8,13	10,38	6,35	5,34	3,64	8,46	6,89	4,95	5,20	6,71	0,00	–
		110/35/10	T-2	110/35/10	16	7,69	10,44	13,07	12,03	7,64	11,93	8,38	10,95	7,18	11,84	7,15	6,23	12,39	7,00	15,43	–
11	ПС 110 кВ Завокзальная	110/10	T-1	110/10	16	8,25	9,24	0,00	4,58	8,25	8,08	8,06	5,16	6,23	4,79	5,23	5,03	5,72	4,67	9,17	–
		110/10	T-2	110/10	16	10,37	11,10	14,21	13,74	13,89	15,70	11,02	5,85	9,14	10,74	6,52	9,94	8,98	18,88	9,20	–
12	ПС 110 кВ Капсель	110/10	T-1	110/10	6,3	2,01	1,88	1,96	2,03	2,76	2,72	2,45	4,08	1,31	5,18	3,25	3,58	5,10	3,15	3,37	–
		110/10	T-2	110/10	6,3	2,15	2,26	2,57	2,44	1,01	2,95	2,09	3,44	1,72	4,19	2,37	1,77	0,96	2,20	3,60	–
13	ПС 110 кВ Кубанская	110/10	T-1	110/10	25	13,26	14,74	19,20	16,31	20,46	10,43	9,81	5,76	7,35	5,47	10,50	6,32	7,35	3,91	7,92	–
		110/10	T-2	110/10	25	5,70	10,08	11,02	15,11	12,19	17,60	9,32	1,67	7,60	5,61	3,00	6,98	9,99	5,77	6,37	–
14	ПС 110 кВ Лучистое	110/10	T-1	110/10	10	2,49	2,85	2,82	3,01	3,30	3,07	0,00	3,08	2,67	5,20	2,48	2,76	3,07	1,84	0,00	–
		110/10	T-2	110/10	6,3	1,15	0,82	1,26	1,36	1,06	1,34	5,27	1,40	1,06	3,04	1,22	1,20	1,87	1,37	3,96	–
15	ПС 110 кВ Малореченское	110/10	T-1	110/10	6,3	3,36	3,82	3,19	3,44	3,94	4,08	4,21	4,66	2,34	5,38	5,73	2,52	4,52	2,28	3,72	–
		110/10	T-2	110/10	6,3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	–
16	ПС 110 кВ Марьино	110/10	T-1	110/10	16	7,58	7,75	6,13	6,52	7,75	8,49	7,34	6,62	7,38	7,27	5,79	4,62	6,60	6,02	6,44	–
		110/10	T-2	110/10	16	7,26	7,96	9,63	10,36	7,54	9,60	7,61	4,48	6,84	5,86	5,07	3,84	7,20	5,48	5,07	–
17	ПС 110 кВ Массандра	110/10	T-1	110/10	10	6,05	7,32	7,71	5,29	6,97	8,05	7,80	8,73	7,58	7,26	7,09	5,29	8,49	4,72	6,20	–
		110/10	T-2	110/10	16	8,59	9,14	9,25	13,50	9,00	9,29	9,63	6,69	4,56	8,69	5,88	9,14	10,71	9,46	9,89	–
18	ПС 110 кВ Морское	110/10	T-1	110/10	5,6	0,00	0,00	0,00	2,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,18	0,00	0,00	2,12	0,00	0,00	–
		110/10	T-2	110/10	2,5	1,81	2,39	2,27	0,00	1,93	2,23	1,94	1,97	1,48	0,00	1,76	1,48	0,00	1,36	1,79	–
19	ПС 110 кВ Набережная	110/10	T-1	110/10	25	14,54	11,57	11,78	12,43	12,36	14,01	10,65	12,14	9,37	10,98	11,21	13,34	7,83	9,93	13,18	–
		110/10	T-2	110/10	25	12,63	13,86	8,96	12,54	13,99	17,68	15,63	12,27	5,45	12,50	4,46	12,23	5,60	14,76	15,38	–
20	ПС 110 кВ Нижегородская	110/35/10	T-1	110/35/10	25	14,09	12,98	11,85	23,00	18,34	17,33	18,30	11,57	8,64	12,08	8,64	10,13	11,54	12,18	10,68	–
		110/35/10	T-2	110/35/10	25	6,41	0,58	8,62	0,60	7,75	9,01	4,49	0,41	5,61	3,52	5,61	4,64	4,33	5,95	5,19	–
21	ПС 110 кВ НС-16	110/35/10/6	T-1	110/35/6	10	5,04	6,12	5,29	6,89	6,74	7,39	7,08	0,00	5,53	10,72	7,42	5,33	6,62	5,08	5,06	–
		110/35/10/6	T-2	110/35/10	16	1,58	0,43	0,58	1,43	1,46	1,64	0,34	8,17	1,02	0,00	0,00	0,68	1,09	1,10	1,12	–
22	ПС 110 кВ Перевальное	110/10	T-1	110/10	6,3	5,49	6,30	2,19	2,52	1,00	1,17	3,70	1,71	2,27	2,24	2,44	1,59	1,33	0,45	1,20	–
		110/10	T-2	110/10	6,3	2,48	3,49	2,81	2,20	2,38	3,30	2,50	3,43	1,77	2,71	1,66	1,91	1,61	2,29	0,94	–
23	ПС 110 кВ Родниковое	110/10	T-1	110/10	6,3	2,94	1,77	1,56	1,16	2,92	2,46	1,50	3,23	1,41	1,17	3,47	2,68	1,26	0,85	2,42	–
		110/10	T-2	110/10	6,3	2,42	0,76	0,50	5,06	2,57	0,23	2,30	4,45	2,99	3,38	4,08	3,65	4,47	3,69	0,65	–
24	ПС 110 кВ Саки	110/35/10	T-1	110/35/10	25	15,11	13,12	13,63	15,38	12,17	14,57	12,73	9,96	6,54	13,96	3,37	20,22	13,56	12,48	17,08	–
		110/35/10	T-2	110/35/10	25	13,23	18,92	6,86	11,73	15,10	16,83	11,16	19,67	10,21	20,16	12,73	14,38	21,05	14,88	20,06	–
25	ПС 110 кВ Соляная	110/35/6	T-1	110/6	10	5,54	7,96	6,06	4,22	1,84	2,92	5,96	1,66	5,20	4,40	4,36	4,89	4,68	1,71	5,49	–
		110/35/6	T-2	110/35/6	6,3	0,00	0,00	0,00	0,00	4,61	4,54	0,00	2,97	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,71	0,00	–
26	ПС 110 кВ Старый Крым	110/35/10	T-1	110/35/10	16	6,42	8,50	6,37	8,93	14,14	10,78	9,13	0,00	4,36	8,55	5,73	5,23	8,92	6,04	8,44	8,4
		110/35/10	T-2	110/35/10	16	6,60	8,25	0,00	6,78	5,02	7,40	7,10	11,07	5,87	5,38	5,45	5,00	3,59	5,68	5,83	
27	ПС 110 кВ Стекло	110/35/6	T-1	110/6/6	25	7,24	4,00	3,38	2,49	4,42	3,23	3,84	2,47	5,72	2,77	2,99	1,62				

№ 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	
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г. ¹⁾	2022 г.	2023 г. ²⁾	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2020 г. ³⁾	2021 г.	2022 г.	2022 г. ⁴⁾	2023 г.		2023 г. ⁵⁾
		110/35/10	Т-2	110/35/10	16	7,31	7,56	7,87	7,11	6,87	9,42	7,02	5,43	4,44	10,38	6,81	5,13	9,41	3,80	7,86	–
29	ПС 110 кВ Холодильник	110/10	Т-1	110/10	6,3	2,27	5,74	1,58	3,41	3,77	2,63	2,31	0,00	2,27	3,11	3,35	2,39	3,47	2,44	4,06	–
30	ПС 110 кВ Митридат	110/10/6	Т-1	110/10/6	25	5,17	5,75	3,94	3,79	4,93	6,22	4,91	3,23	3,53	4,00	3,82	3,36	3,60	3,65	3,96	–
		110/10/6	Т-2	110/10/6	15	8,49	13,8	7,88	6,41	9,68	12,71	11,57	5,92	10,67	8,22	6,48	8,54	9,16	10,11	10,33	–
31	ПС 110 кВ Центральная	110/35/10	Т-1	110/35/10	40,5	17,77	24,29	26,49	21,13	26,49	23,89	25,77	25,79	14,50	14,33	18,14	15,61	20,44	15,87	22,79	–
		110/35/10	Т-2	110/35/10	40,5	23,20	24,08	21,56	21,83	22,40	27,56	22,71	16,41	16,13	19,93	12,33	17,88	17,83	19,15	16,87	–
32	ПС 110 кВ Шарха	110/10	Т-1	110/10	10	1,45	3,58	2,93	3,45	3,22	2,82	5,34	4,66	2,60	4,06	2,07	3,74	4,18	1,66	2,37	–
		110/10	Т-2	110/10	10	5,76	5,16	4,54	4,43	5,81	5,60	2,26	5,70	3,58	6,93	7,38	4,26	5,82	3,83	5,53	–
33	ПС 110 кВ Южная	110/35/10	Т-1	110/35/10	16	0,00	8,62	7,24	13,46	12,54	13,70	10,08	12,53	5,75	4,40	9,37	10,17	13,46	6,80	9,69	–
		110/10/10	Т-2	110/10/10	25	16,24	8,62	10,49	13,36	15,76	17,51	16,57	4,66	4,09	5,98	6,58	8,02	6,57	13,14	11,96	–
34	ПС 110 кВ Ялта	110/10	Т-1	110/10/10	25	12,19	12,96	13,04	13,60	14,32	13,91	12,39	11,14	6,83	10,38	9,99	10,64	14,80	11,36	13,78	–
		110/10	Т-2	110/10/10	25	10,63	13,94	14,36	14,83	12,83	12,76	12,04	12,85	7,73	11,88	12,84	12,00	11,24	9,58	12,21	–
35	ПС 110 кВ Коктебель	110/35/6	Т-1	110/35/6	10	5,33	3,56	5,08	5,44	3,55	5,89	4,77	6,68	2,80	6,48	2,80	4,74	7,33	5,51	6,42	–

Примечания

- 1 ¹⁾ Приведены фактические нагрузки трансформаторов в день иного замера 16.02.2022.
- 2 ²⁾ Приведены фактические нагрузки трансформаторов в день иного замера 09.02.2023.
- 3 ³⁾ Приведены фактические нагрузки трансформаторов в день иного замера 12.08.2020.
- 4 ⁴⁾ Приведены фактические нагрузки трансформаторов в день иного замера 04.08.2022.
- 5 ⁵⁾ Приведены фактические нагрузки трансформаторов в день иного замера 04.08.2023.

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

№ 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	Т-1	ТРДН-25000/110 У1	2012	98,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-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 Артек	Т-1	ТДН-10000/110-70	1973	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-10000/110 У1	1988	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Белогорск	Т-1	ТДТН-25000/110 У1	1992	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110-76 У1	1982	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Веселое	Т-1	ТДН-10000/110/10	1989	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТМН-2500/110/10	1985	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ Восточная	Т-1	ТДТН-40000/110 У1	2021	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-40000/110 У1	2021	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
6	ПС 110 кВ Вторчермет	Т-1	ТМН-6300/110-80 У1	1988	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-10000/110 У1	1990	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
7	ПС 110 кВ Гаспра	Т-1	ТДН-16000/110-70 У1	1985	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-16000/110-70 У1	1985	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
8	ПС 110 кВ Гурзуф	Т-1	ТДН-10000/110 У1	1991	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-10000/110	1970	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
9	ПС 110 кВ Дарсан	Т-1	ТДН-16000/110-70 У1	1987	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-16000/110-70 У1	1987	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
10	ПС 110 кВ Дозорное	Т-1	ТДТН-10000/110	1970	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110-80 У1	1985	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
11	ПС 110 кВ Завокзальная	Т-1	ТДН-16000/110-76 У1	1981	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-16000-79 У1	1985	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
12	ПС 110 кВ Капсель	Т-1	ТМН-6300/110/10	1989	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТМН-6300/110/10	1989	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
13	ПС 110 кВ Кубанская	Т-1	ТРДН-25000/110 У1	2013	98,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТРДН-25000/110 У1	2013	98,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
14	ПС 110 кВ Лучистое	Т-1	ТДН-10000/110-70 У1	1978	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТМН-6300/110-71 У1	1979	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
15	ПС 110 кВ Малореченское	Т-1	ТМН-6300/110-71 У1	1979	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТМТ-6300/110	1965	93	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
16	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
17	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
18	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
19	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
20	ПС 110 кВ Нижнегорская	T-1	ТДТН-25000/110/35/10	1979	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110/35/10	1976	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
21	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
22	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
23	ПС 110 кВ Родниковое	T-1	ТМТ-6300/110	1965	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМН-6300/110-80 У1	1986	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
24	ПС 110 кВ Саки	T-1	ТДТН-25000/110	1973	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110	1969	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
25	ПС 110 кВ Соляная	T-1	ТДН-10000/110	1968	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМТ-6300/110/35/6	1969	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
26	ПС 110 кВ Старый Крым	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	1973	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	1966	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
27	ПС 110 кВ Стекло	T-1	ТРДН-25000/110-76 У1	1978	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110	1966	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
28	ПС 110 кВ Судак	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	1975	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	1975	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
29	ПС 110 кВ Холодильник	T-1	ТМН-6300/110-80 У1	1983	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
30	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
31	ПС 110 кВ Центральная	T-1	ТДТНГ-40500/110	1964	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТНГ-40500/110	1968	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
32	ПС 110 кВ Шарха	T-1	ТДН-10000/110-70 У1	1982	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-10000/110-82 У1	1984	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
33	ПС 110 кВ Южная	T-1	ТДТН-16000/110 У1	1967	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТРДН-25000/110	1975	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
34	ПС 110 кВ Ялта	T-1	ТРДН-25000/110-66	1975	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТРДН-25000/110 У1	2014	98,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
35	ПС 110 кВ Коктебель	T-1	ТДТН-10000/110/35/6-76 У1	1983	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

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

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	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										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Алушта	2022 / лето	26,04	ПС 110 кВ Алушта	ООО «Союз - Алушта – 1»	01.07.2016	515/012-1235-16	2025	4,900	0,000	10,000	1,960	35,31	35,31	35,31	35,31	35,31	35,31
				ПС 110 кВ Алушта	ООО СЗ «Вест-Акцент-строй»	15.06.2016	515/012-864-16	2024	0,691	0,000	0,400	0,276						
				ПС 110 кВ Алушта	ООО «СЗ» Союз-Алушта-2»	18.11.2022	460/012-4217-22	2024	1,945	0,000	10,000	0,778						
				ПС 110 кВ Алушта	ООО «СЗ» Союз-Алушта-2»	18.11.2022	460/012-4218-22	2024	2,885	0,000	10,000	1,154						

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	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										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
				ПС 110 кВ Алушта	ООО «ПАРКОТЕЛЬ «ПОРТОМАРЕ 21»	30.12.2021	460/012-4322-21	2024	0,800	0,000	10,000	0,320						
				ПС 110 кВ Алушта	ООО «ПАРКОТЕЛЬ «ПОРТОМАРЕ 21»	30.12.2021	460/012-4323-21	2024	0,800	0,000	10,000	0,320						
				ПС 110 кВ Алушта	ООО «СЗ «Д-СТРОЙ»	16.08.2023	460/012-2910-23	2025	0,976	0,000	10,000	0,195						
				ПС 110 кВ Алушта	ООО «Специализированный застройщик «Крымжилстрой»	09.10.2023	460/012-3277-23	2025	0,910	0,000	0,400	0,364						
				ПС 110 кВ Алушта	ООО «СЗ «Доверие»	09.11.2023	460/012-4265-23	2025	3,990	0,000	10,000	0,798						
				ПС 110 кВ Алушта	ООО «СЗ «СТРОЙИНВЕСТ-АЛЬЯНС»	07.03.2024	460/012-783-24	2024	1,518	0,140	10,000	0,551						
				ПС 110 кВ Алушта	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	15,345	0,000	0,400	1,535						
				ПС 110 кВ Алушта	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	3,922	0,000	10,000	0,392						
2	ПС 110 кВ Артек	2022 / зима	6,43	ПС 110 кВ Артек	ФГБОУ международный детский центр «Артек»	21.03.2018	443/015-297-18	2024	16,325	11,523	10,000	0,960	8,77	8,77	8,77	8,77	8,77	8,77
				ПС 110 кВ Артек	ООО «СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК «АЛЬМАГОР»	13.12.2021	460/015-3917-21	2024	1,728	0,000	10,000	0,691						
				ПС 110 кВ Артек	ООО «СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК КРЫМ-ТУРСЕРВИС»	12.09.2023	460/015-3439-23	2025	1,392	0,122	10,000	0,254						
				ПС 110 кВ Артек	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	1,875	0,000	0,400	0,188						
				ПС 110 кВ Артек	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,786	0,000	10,000	0,079						
				ПС 110 кВ Белогорск	ООО «ТК Белогорский»	08.11.2017	1303/002-30-17	2024	30,000	8,100	10,000	19,710						
3	ПС 110 кВ Белогорск	2019 / зима	34,68	ПС 110 кВ Белогорск	ООО «Специализированный застройщик «Горки Парк»	26.08.2022	460/005-2845-22	2026	3,110	0,000	35,000	1,555	59,18	60,85	60,85	60,85	60,85	60,85
				ПС 110 кВ Белогорск	ООО «Усадьба Белогорье»	06.07.2021	460/007-1553-21	2024	1,000	0,000	10,000	0,900						
				ПС 110 кВ Белогорск	ООО «БЕЛСТРОЙ»	22.11.2023	460/007-4480-23	2025	1,001	0,000	10,000	0,400						
				ПС 110 кВ Белогорск	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	6,390	0,000	0,400	0,639						
				ПС 110 кВ Белогорск	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	2,250	0,000	10,000	0,225						
				ПС 35 кВ Долиновка	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	1,747	0,000	0,400	0,175						
				ПС 35 кВ Долиновка	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,800	0,000	10,000	0,080						

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	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										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
7	ПС 110 кВ Гаспра	2023 / зима	16,73	ПС 110 кВ Гаспра	ООО «Солидарность»	19.04.2022	460/015-1109-22	2024	1,370	0,000	10,000	0,274	18,36	18,36	18,36	18,36	18,36	18,36
				ПС 110 кВ Гаспра	Федеральное бюджетное лечебно-профилактическое учреждение «Санаторий «Днепр» Федеральная налоговая служба	11.03.2021	460/015-407-21	2024	1,839	1,080	0,400	0,152						
				ПС 110 кВ Гаспра	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	8,336	0,000	0,400	0,834						
				ПС 110 кВ Гаспра	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	2,721	0,000	10,000	0,272						
8	ПС 110 кВ Гурзуф	2020 / зима	7,46	ПС 110 кВ Гурзуф	ООО «Дельфин-2001»	24.11.2021	460/015-3681-21	2024	0,681	0,000	10,000	0,272	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25
				ПС 110 кВ Гурзуф	ООО «Дельфин-2001»	29.09.2021	460/015-2845-21	2024	0,924	0,000	10,000	0,370						
				ПС 110 кВ Гурзуф	ООО «СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК «АЛЬМАГОР»	13.12.2021	460/015-3917-21	2024	1,728	0,000	10,000	0,691						
				ПС 110 кВ Гурзуф	ООО «СЗ «ЧСК»	24.11.2021	460/015-3680-21	2024	1,903	0,620	10,000	0,513						
				ПС 110 кВ Гурзуф	ООО «Специализированный застройщик КРЫМ-ТУРСЕРВИС»	12.09.2023	460/015-3439-23	2025	1,392	0,122	10,000	0,254						
				ПС 110 кВ Гурзуф	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	3,338	0,000	0,400	0,334						
				ПС 110 кВ Гурзуф	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	1,613	0,000	10,000	0,161						
9	ПС 110 кВ Дарсан	2022 / зима	17,33	ПС 110 кВ Дарсан	ООО «УКИП»	27.09.2022	460/015-3165-22	2024	4,523	0,560	10,000	1,585	23,20	23,20	23,20	23,20	23,20	23,20
				ПС 110 кВ Дарсан	ООО «СЗ Роялта»	03.12.2021	460/015-3396-21	2024	3,000	0,000	10,000	1,200						
				ПС 110 кВ Дарсан	ООО «ЯВ ВЕСТА-СЕРВИС»	28.12.2021	460/015-3901-21	2024	1,822	0,000	10,000	0,911						
				ПС 110 кВ Дарсан	ООО Научно-производственная фирма «Институт здоровья»	30.09.2022	460/015-3339-22	2024	0,900	0,000	10,000	0,360						
				ПС 110 кВ Дарсан	ООО «Специализированный застройщик «КОНГРЕСС-ЦЕНТР»	13.03.2023	460/015-532-23	2025	1,700	0,000	10,000	0,850						
				ПС 110 кВ Дарсан	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	4,912	0,000	0,400	0,491						
				ПС 110 кВ Дарсан	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,650	0,000	10,000	0,065						
10	ПС 110 кВ Дозорное	2023 / зима	22,31	ПС 110 кВ Дозорное	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,235	0,000	0,400	0,023	25,21	25,21	25,21	25,21	25,21	25,21
				ПС 35кВ Вольное	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,116	0,000	0,400	0,012						
				ПС 35 кВ Глебовка	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,045	0,000	0,400	0,005						

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	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										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
				ПС 35 кВ Красносельское	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	9,136	0,000	0,400	0,914						
				ПС 35 кВ Красносельское	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	1,443	0,000	10,000	0,144						
				ПС 35 кВ Медведево	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	1,289	0,000	0,400	0,129						
				ПС 35 кВ Медведево	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,299	0,000	10,000	0,030						
				ПС 35 кВ Новоульяновка	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	3,608	0,000	0,400	0,361						
				ПС 35 кВ Новоульяновка	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,240	0,000	10,000	0,024						
				ПС 35 кВ Тарханкут	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	2,821	0,000	0,400	0,282						
				ПС 35 кВ Тарханкут	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,600	0,000	10,000	0,060						
				ПС 35 кВ Черноморское	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	6,975	0,000	0,400	0,697						
				ПС 35 кВ Черноморское	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,530	0,000	10,000	0,053						
11	ПС 110 кВ Завокзальная	2023 / зима	23,78	ПС 110 кВ Завокзальная	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	2,725	0,000	0,400	0,272	24,19	24,19	24,19	24,19	24,19	24,19
				ПС 110 кВ Завокзальная	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	1,165	0,000	10,000	0,116						
12	ПС 110 кВ Капсель	2020 / лето	9,37	ПС 110 кВ Капсель	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	6,593	0,000	0,400	0,659	10,11	10,11	10,11	10,11	10,11	10,11
				ПС 110 кВ Капсель	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,375	0,000	10,000	0,038						
13	ПС 110 кВ Коктебель	2022 / лето	7,33	ПС 110 кВ Коктебель	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	1,301	0,000	0,400	0,130	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03
				ПС 35 кВ Планерская	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	3,509	0,000	0,400	0,351						
				ПС 35 кВ Планерская	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,224	0,000	10,000	0,022						
				ПС 35 кВ Щебетовка	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	1,148	0,000	0,400	0,115						
				ПС 35 кВ Щебетовка	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,400	0,000	10,000	0,040						
14	ПС 110 кВ Кубанская	2022 / зима	32,65	ПС 110 кВ Кубанская	Федеральное государственное казенное учреждение «Пограничное управление Федеральной службы безопасности Российской Федерации по Республике Крым»	20.09.2018	443/004-603-18	2024	1,090	0,244	0,400	0,169	34,98	34,98	34,98	34,98	34,98	34,98
				ПС 110 кВ Кубанская	ООО «Крымский газобетонный завод»	28.03.2022	460/004-877-22	2024	1,700	0,800	10,000	0,630						
				ПС 110 кВ Кубанская	ООО «ИНДУСТРИЯ РАЗВИТИЯ»	20.12.2022	460/004-4005-22	2024	0,800	0,130	10,000	0,335						
				ПС 110 кВ Кубанская	ФГКУЗ «ПЧС Республики Крым» Роспотребнадзора	30.10.2023	460/004-4354-23	2025	1,570	0,000	0,400	0,314						
				ПС 110 кВ Кубанская	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	4,374	0,000	0,400	0,437						

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	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										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
				ПС 110 кВ Кубанская	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	2,940	0,000	10,000	0,294						
15	ПС 110 кВ Лучистое	2020 / лето	8,24	ПС 110 кВ Лучистое	ООО «ПАРК-ОТЕЛЬ «ПОРТО МАРЕ 21»	30.12.2021	460/012-4322-21	2024	0,800	0,000	10,000	0,320	12,45	12,45	12,45	12,45	12,45	12,45
				ПС 110 кВ Лучистое	ООО «ПАРК-ОТЕЛЬ «ПОРТО МАРЕ 21»	30.12.2021	460/012-4323-21	2024	0,800	0,000	10,000	0,320						
				ПС 110 кВ Лучистое	ООО «Специализированный застройщик «Лучистое»	01.07.2019	460/012-1282-19	2024	1,023	0,298	10,000	0,290						
				ПС 110 кВ Лучистое	ООО «Специализированный застройщик «Лучистое»	01.07.2019	460/012-1282-19	2025	1,488	1,023	10,000	0,186						
				ПС 110 кВ Лучистое	Региональное потребительское общество «Крым»	26.02.2021	460/012-462-21	2024	2,000	1,000	10,000	0,400						
				ПС 110 кВ Лучистое	Физ. лицо	17.11.2022	460/012-3960-22	2024	0,895	0,000	10,000	0,358						
				ПС 110 кВ Лучистое	ООО «СЗ «Д-СТРОЙ»	16.08.2023	460/012-2910-23	2025	0,976	0,000	10,000	0,195						
				ПС 110 кВ Лучистое	ООО «ДОМ У МОРЯ»	15.02.2024	460/012-120-24	2024	0,720	0,000	10,000	0,288						
				ПС 110 кВ Лучистое	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	11,010	0,000	0,400	1,101						
				ПС 110 кВ Лучистое	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	4,692	0,000	10,000	0,469						
16	ПС 110 кВ Малореченское	2021 / лето	5,73	ПС 110 кВ Малореченское	Физ. лицо	09.09.2021	460/012-2760-21	2024	0,670	0,000	0,400	0,134	6,56	6,56	6,56	6,56	6,56	6,56
				ПС 110 кВ Малореченское	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	5,454	0,000	0,400	0,545						
				ПС 110 кВ Малореченское	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,990	0,000	10,000	0,099						
17	ПС 110 кВ Марьино	2023 / зима	18,09	ПС 110 кВ Марьино	ФГАОУ ВО «Крымский федеральный университет им. В.И. Вернадского»	12.07.2022	460/004-1352-22	2024	1,110	0,000	0,400	0,222	18,81	18,81	18,81	18,81	18,81	18,81
				ПС 110 кВ Марьино	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	3,673	0,000	0,400	0,367						
				ПС 110 кВ Марьино	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,884	0,000	10,000	0,088						
18	ПС 110 кВ Массандра	2022 / лето	19,20	ПС 110 кВ Массандра	ООО «Дельфин-2001»	24.11.2021	460/015-3681-21	2024	0,681	0,000	10,000	0,272	22,74	22,74	22,74	22,74	22,74	22,74
				ПС 110 кВ Массандра	ООО «Дельфин-2001»	29.09.2021	460/015-2845-21	2024	0,924	0,000	10,000	0,370						
				ПС 110 кВ Массандра	ООО «Дельфин-2001»	24.11.2021	460/015-3680-21	2024	1,903	0,620	10,000	0,513						
				ПС 110 кВ Массандра	ООО «ФОРВАРД ГРУПП»	17.08.2021	460/015-2527-21	2024	1,170	0,000	10,000	0,468						
				ПС 110 кВ Массандра	ООО «СЗ «ГРАНДЕКС»	07.09.2022	460/015-2965-22	2024	0,900	0,000	10,000	0,360						
				ПС 110 кВ Массандра	Физ. лицо	13.09.2023	460/015-3637-23	2024	0,753	0,000	10,000	0,301						
				ПС 110 кВ Массандра	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	7,044	0,000	0,400	0,704						
				ПС 110 кВ Массандра	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	3,092	0,000	10,000	0,309						

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	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										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
19	ПС 110 кВ Морское	2020 / зима	2,39	ПС 110 кВ Морское	ООО «Алмаз»	03.11.2023	460/022-2652-23	2025	1,000	0,000	10,000	0,200	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81
				ПС 110 кВ Морское	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ		2024	1,159	0,000	0,400	0,116							
				ПС 110 кВ Морское	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше		2024	0,750	0,000	10,000	0,075							
20	ПС 110 кВ Набережная	2023 / зима	31,69	ПС 110 кВ Набережная	ГКУ РК «Инвестиционно-строительное управление Республики Крым»	16.05.2017	443/004-799-17	2024	1,210	0,000	0,400	0,242	35,35	35,35	35,35	35,35	35,35	35,35
				ПС 110 кВ Набережная	Федеральное государственное казенное учреждение «Пограничное управление Федеральной службы безопасности Российской Федерации по Республике Крым»	20.09.2018	443/004-603-18	2024	1,090	0,244	0,400	0,169						
				ПС 110 кВ Набережная	ООО «ГАРАНТ-ГВ»	06.07.2022	460/004-2018-22	2024	0,800	0,000	10,000	0,320						
				ПС 110 кВ Набережная	ООО «СЗ «Омега Салгир»	18.07.2022	460/004-1622-22	2024	1,200	0,300	10,000	0,360						
				ПС 110 кВ Набережная	ООО «СЗ «Омега Салгир»	11.07.2023	460/004-2392-23	2025	3,700	0,000	10,000	1,480						
				ПС 110 кВ Набережная	ООО «СЗ «КСК»	21.08.2023	460/004-2287-23	2025	1,639	0,000	10,000	0,328						
				ПС 110 кВ Набережная	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ		2024	4,382	0,000	0,400	0,438							
				ПС 110 кВ Набережная	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше		2024	0,755	0,000	10,000	0,076							
21	ПС 110 кВ Нижегородская	2023 / зима	26,34	ПС 110 кВ Нижегородская	ГКУ РК «Инвестиционно-строительное управление Республики Крым»	29.11.2021	460/024-3537-21	2024	2,351	0,000	10,000	0,940	27,85	27,85	27,85	27,85	27,85	27,85
				ПС 110 кВ Нижегородская	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ		2024	1,712	0,000	0,400	0,171							
				ПС 110 кВ Нижегородская	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше		2024	0,159	0,000	10,000	0,016							
				ПС 35 кВ Акимовка	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ		2024	0,739	0,000	0,400	0,074							
				ПС 35 кВ Акимовка	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше		2024	0,015	0,000	10,000	0,002							
				ПС 35 кВ Весна	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ		2024	0,571	0,000	0,400	0,057							
				ПС 35 кВ Весна	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше		2024	0,005	0,000	10,000	0,001							
				ПС 35 кВ Заречье	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ		2024	0,569	0,000	0,400	0,057							
				ПС 35 кВ Зоркино	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ		2024	0,068	0,000	0,400	0,007							
				ПС 35 кВ Изобильное	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ		2024	0,140	0,000	0,400	0,014							
				ПС 35 кВ Любимовка	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ		2024	0,015	0,000	0,400	0,002							

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	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										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
				ПС 35 кВ Михайловка	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,052	0,000	0,400	0,005						
				ПС 35 кВ Мускатное	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,089	0,000	0,400	0,009						
				ПС 35 кВ Ново-Григорьевка	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,307	0,000	0,400	0,031						
				ПС 35 кВ Охотское	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,071	0,000	0,400	0,007						
				ПС 35 кВ Чкалово	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,207	0,000	0,400	0,021						
22	ПС 110 кВ НС-16	2020 / лето	10,72	ПС 110 кВ НС-16	ГКУ «ИНВЕСТСТРОЙ РЕСПУБЛИКИ КРЫМ»	04.08.2021	460/023-1654-21	2024	2,539	0,000	10,000	1,778	12,83	12,83	12,83	12,83	12,83	12,83
				ПС 110 кВ НС-16	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,389	0,000	0,400	0,039						
				ПС 35 кВ Кировская	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	1,306	0,000	0,400	0,131						
				ПС 35 кВ Кировская	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,020	0,000	10,000	0,002						
				ПС 35 кВ Красносельская	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,058	0,000	0,400	0,006						
				ПС 35 кВ Красносельская	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,050	0,000	10,000	0,005						
23	ПС 110 кВ Перевальное	2020 / зима	9,79	ПС 110 кВ Перевальное	ООО «ПМК-84»	01.11.2023	460/005-3764-23	2024	1,288	0,000	10,000	0,515	10,99	10,99	10,99	10,99	10,99	10,99
				ПС 110 кВ Перевальное	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	4,169	0,000	0,400	0,417						
				ПС 110 кВ Перевальное	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	1,871	0,000	10,000	0,187						
24	ПС 110 кВ Родниковое	2019 / лето	7,68	ПС 110 кВ Родниковое	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	2,008	0,000	0,400	0,201	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94
				ПС 110 кВ Родниковое	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,400	0,000	10,000	0,040						
25	ПС 110 кВ Саки	2023 / лето	37,14	ПС 110 кВ Саки	МКУ «Сакиинвестпроект»	09.03.2017	443/034-2410-16	2024	0,900	0,000	10,000	0,630	43,87	43,87	43,87	43,87	43,87	43,87
				ПС 35 кВ Колос	МКУ «Сакиинвестпроект»	09.03.2017	443/034-2411-16	2024	0,900	0,000	10,000	0,630						
				ПС 110 кВ Саки	Физ. лицо	11.11.2021	460/034-2858-21	2024	0,790	0,000	0,400	0,316						
				ПС 110 кВ Саки	ООО «Виктория»	29.03.2018	443/034-286-18	2024	3,000	0,000	35,000	1,200						
				ПС 35 кВ Суворовская	ООО «Табачная компания «ПЭППЭЛЛ»	18.04.2022	460/034-1208-22	2024	2,100	1,950	10,000	0,075						
				ПС 35 кВ Совхозная	ООО «Троица»	15.02.2023	460/034-171-23	2025	2,000	0,000	10,000	0,400						
				ПС 35 кВ Новофедоровка	ООО Специализированный застройщик «Авангард»	04.08.2022	460/034-2665-22	2024	0,900	0,000	10,000	0,360						
				ПС 110 кВ Саки	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	4,388	0,000	0,400	0,439						
				ПС 110 кВ Саки	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,849	0,000	10,000	0,085						
				ПС 35 кВ Ивановская	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,218	0,000	0,400	0,022						
				ПС 35 кВ Ивановская	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,130	0,000	10,000	0,013						

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	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										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
				ПС 35 кВ Колос	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	1,089	0,000	0,400	0,109						
				ПС 35 кВ Колос	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,600	0,000	10,000	0,060						
				ПС 35 кВ Николаевка	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	2,880	0,000	0,400	0,288						
				ПС 35 кВ Николаевка	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	1,359	0,000	10,000	0,136						
				ПС 35 кВ Новофедоровка	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	3,165	0,000	0,400	0,316						
				ПС 35 кВ Новофедоровка	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	1,606	0,000	10,000	0,161						
				ПС 35 кВ Ореховская	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	2,475	0,000	0,400	0,248						
				ПС 35 кВ Ореховская	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,100	0,000	10,000	0,010						
				ПС 35 кВ Совхозная	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	2,152	0,000	0,400	0,215						
				ПС 35 кВ Совхозная	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,340	0,000	10,000	0,034						
				ПС 35 кВ Сольпром	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,078	0,000	0,400	0,008						
				ПС 35 кВ Суворовская	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	4,122	0,000	0,400	0,412						
				ПС 35 кВ Фрунзенская	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,656	0,000	0,400	0,066						
				ПС 35 кВ Фрунзенская	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,540	0,000	10,000	0,054						
26	ПС 110 кВ Соляная	2020 / зима	7,96	ПС 110 кВ Соляная	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	2,181	0,000	0,400	0,218	8,37	8,37	8,37	8,37	8,37	8,37
				ПС 110 кВ Соляная	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	1,700	0,000	10,000	0,170						
27	ПС 110 кВ Старый Крым	2022 / зима	19,16	ПС 35 кВ НС-18	ООО «ТЕХНОЛИДЕР»	26.05.2023	460/022-1735-23	2024	0,800	0,000	10,000	0,640	21,37	21,37	21,37	21,37	21,37	21,37
				ПС 110 кВ Старый Крым	ООО «СЗ БОН»	24.07.2023	460/021-2516-23	2025	2,277	0,017	10,000	0,452						
				ПС 110 кВ Старый Крым	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	3,733	0,000	0,400	0,373						
				ПС 110 кВ Старый Крым	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,266	0,000	10,000	0,027						
				ПС 35 кВ Золотое поле	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,638	0,000	0,400	0,064						
				ПС 35 кВ НС-18	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,414	0,000	0,400	0,041						
				ПС 35 кВ НС-18	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,550	0,000	10,000	0,055						
				ПС 35 кВ Планерская	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	3,509	0,000	0,400	0,351						
				ПС 35 кВ Планерская	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,224	0,000	10,000	0,022						
				ПС 35 кВ Родина	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,331	0,000	0,400	0,033						
ПС 35 кВ Родина	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,080	0,000	10,000	0,008										

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	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										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	
28	ПС 110 кВ Стекло	2022 / зима	10,41	ПС 110 Стекло	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	4,248	0,000	0,400	0,425	10,86	10,86	10,86	10,86	10,86	10,86	
29	ПС 110 кВ Судак	2020 / лето	19,15	ПС 110 кВ Судак	ООО «Триера»	24.10.2022	460/022-3645-22	2024	0,764	0,000	10,000	0,306	22,49	22,49	22,49	22,49	22,49	22,49	22,49
				ПС 110 кВ Судак	ООО СЗ «Развитие Девелопмент»	14.09.2022	460/022-3159-22	2024	0,530	0,000	10,000	0,212							
				ПС 110 кВ Судак	ООО СЗ «Развитие Девелопмент»	14.09.2022	460/022-3159-22	2025	0,910	0,530	10,000	0,152							
				ПС 110 кВ Судак	Автономная некоммерческая организация «Центр развития культурных инициатив»	14.12.2023	460/022-4512-23	2024	1,160	0,000	10,000	0,464							
				ПС 110 кВ Судак	ООО «Автолайн»	05.12.2023	460/022-4097-23	2024	0,950	0,000	10,000	0,665							
				ПС 110 кВ Судак	ООО «Автолайн»	05.12.2023	460/022-4098-23	2024	0,960	0,050	10,000	0,637							
				ПС 110 кВ Судак	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	5,581	0,000	0,400	0,558							
				ПС 110 кВ Судак	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	1,168	0,000	10,000	0,117							
30	ПС 110 кВ Холодильник	2020 / зима	5,74	ПС 110 кВ Холодильник	ООО «Стройбизнес партнер»	30.08.2021	460/031-2506-21	2024	2,233	0,000	0,400	0,893	7,58	7,58	7,58	7,58	7,58	7,58	7,58
				ПС 110 кВ Холодильник	ООО «Специализированный застройщик «Квартал 5,8»	15.06.2022	460/031-1968-22	2024	2,800	2,266	10,000	0,374							
				ПС 110 кВ Холодильник	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	1,462	0,000	0,400	0,146							
				ПС 110 кВ Холодильник	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	3,127	0,000	10,000	0,313							
31	ПС 110 кВ Митридат	2020 / зима	19,55	ПС 110 кВ Митридат	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	4,424	0,000	0,400	0,442	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21
				ПС 110 кВ Митридат	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	1,799	0,000	10,000	0,180							
32	ПС 110 кВ Центральная	2023 / зима	51,45	ПС 110 кВ Центральная	ГКУ РК «Инвестиционно-строительное управление Республики Крым»	07.11.2016	443/004-1764-16	2024	0,840	0,000	0,400	0,336	60,70	60,70	60,70	60,70	60,70	60,70	60,70
				ПС 110 кВ Центральная	ГУП РК «Крымтехнологии»	27.12.2018	443/004-2230-18	2024	1,440	0,640	10,000	0,400							
				ПС 35 кВ Красная	ООО «Специализированный застройщик «Столичная Комерческая Группа»	13.11.2018	443/005-1843-18	2024	1,739	0,000	10,000	0,696							
				ПС 35 кВ Пригородная	ООО «Специализированный застройщик «Столичная Комерческая Группа»	07.11.2018	443/005-1793-18	2024	2,707	0,000	10,000	1,083							
				ПС 35 кВ Николаевка	ООО «СЗ «Престижстрой»	07.03.2023	460/005-3609-22	2025	1,100	0,000	10,000	0,440							
				ПС 35 кВ Николаевка	ООО «Велес-Крым»	03.07.2023	460/005-1918-23	2025	0,800	0,000	10,000	0,400							
				ПС 35 кВ Красная	ООО «СЗ Бригантина»	07.09.2023	460/005-3435-23	2025	1,272	0,000	10,000	0,509							

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	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										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
				ПС 110 кВ Центральная	ООО «СЗ» Эдикон»	25.12.2023	460/004-5141-23	2024	1,460	0,500	10,000	0,384						
				ПС 35 кВ Красная	ООО «Специализированный застройщик «Орион»	18.12.2023	460/005-5111-23	2024	1,280	0,000	10,000	0,512						
				ПС 35 кВ Красная	ООО «Специализированный застройщик «Орион»	18.12.2023	460/005-5112-23	2024	1,450	0,000	10,000	0,580						
				ПС 110 кВ Центральная	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	5,867	0,000	0,400	0,587						
				ПС 110 кВ Центральная	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	3,270	0,000	10,000	0,327						
				ПС 35 кВ Заветное	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	1,439	0,000	0,400	0,144						
				ПС 35 кВ Заветное	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,500	0,000	10,000	0,050						
				ПС 35 кВ Западная	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,691	0,000	0,400	0,069						
				ПС 35 кВ Западная	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,712	0,000	10,000	0,071						
				ПС 35 кВ Кольчугино	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	0,768	0,000	0,400	0,077						
				ПС 35 кВ Кольчугино	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,010	0,000	10,000	0,001						
				ПС 35 кВ Красная	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	8,438	0,000	0,400	0,844						
				ПС 35 кВ Красная	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,544	0,000	10,000	0,054						
				ПС 35 кВ Николаевка	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	2,880	0,000	0,400	0,288						
				ПС 35 кВ Николаевка	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	1,359	0,000	10,000	0,136						
				ПС 35 кВ Перово	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	6,003	0,000	0,400	0,600						
				ПС 35 кВ Перово	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	0,448	0,000	10,000	0,045						
33	ПС 110 кВ Шарха	2020 / лето	10,99	ПС 110 кВ Шарха	ООО «СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК «УТЕС»	25.11.2022	460/012-3847-22	2024	0,920	0,000	10,000	0,184	12,87	12,87	12,87	12,87	12,87	12,87
				ПС 110 кВ Шарха	ООО «СЗ «СИМСТРОЙПРОЕКТ»	15.02.2023	460/012-4815-22	2025	1,367	0,000	0,400	0,547						
				ПС 110 кВ Шарха	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	8,598	0,000	0,400	0,860						
				ПС 110 кВ Шарха	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	1,821	0,000	10,000	0,182						
34	ПС 110 кВ Южная	2023 / зима	31,21	ПС 35 кВ Залесье	ИП Калашникова Е.С.	10.02.2022	460/005-3068-21	2024	1,200	0,506	10,000	0,347	32,99	32,99	32,99	32,99	32,99	32,99
				ПС 110 кВ Южная	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	4,488	0,000	0,400	0,449						
				ПС 110 кВ Южная	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	1,008	0,000	10,000	0,101						
				ПС 35 кВ Залесье	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	3,505	0,000	0,400	0,351						
				ПС 35 кВ Залесье	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	2,508	0,000	10,000	0,251						

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	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										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
				ПС 35 кВ Каштановка	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	1,660	0,000	0,400	0,166						
35	ПС 110 кВ Ялта	2022 / зима	28,43	ПС 110 кВ Ялта	ООО «ИНВЕСТ-СТРОЙ»	19.10.2021	460/015-3404-21	2024	1,099	0,030	0,400	0,428	32,68	33,12	33,12	33,63	33,63	33,63
				ПС 110 кВ Ялта	ООО «Ауксиллум Кэпитал Груп Рус»	25.10.2021	460/015-3399-21	2024	4,500	0,100	10,000	1,760						
				ПС 110 кВ Ялта	ООО «СЗ МАЙТА»	14.09.2023	460/015-3650-23	2025	0,900	0,015	10,000	0,177						
				ПС 110 кВ Ялта	ИП Капканова Наталья Васильевна	02.11.2023	460/015-4514-23	2025	1,120	0,000	10,000	0,448						
				ПС 110 кВ Ялта	ООО «Стемалит»	07.03.2024	460/015-787-24	2026	1,167	0,149	10,000	0,407						
				ПС 110 кВ Ялта	ООО «Стемалит»	07.03.2024	460/015-787-24	2028	2,367	1,167	10,000	0,480						
				ПС 110 кВ Ялта	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ			2024	9,161	0,000	0,400	0,916						
				ПС 110 кВ Ялта	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше			2024	2,374	0,000	10,000	0,237						

ПС 110 кВ Белогорск.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2019 года и составила 34,68 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{\text{длн}}$, на величину до 98 % (26,7 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +7,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,095.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 44,55 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 26,17 МВА).

Согласно информации от ГУП РК «Крымэнерго» в соответствии с несколькими ТУ для ТП заявленной мощностью менее 5 МВт (ООО «Специализированный застройщик «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 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 34,68 + 26,17 + 0 - 0 = 60,85 \text{ МВА.}$$

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 Белогорск, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 122,4 % (247,4 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Белогорск ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного

отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Белогорск расчетный объем ГАО составит 33,49 (43,34) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР выявлена необходимость замены существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 60,85 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 1х 16 МВА на 2×63 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Морское.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 2,39 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 39,1 % (87,6 %) от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +8,3 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,092.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,91 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,42 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 с учетом ТУ для ТП ООО «Алмаз» (договор ТП от 03.11.2023 № 460/022-2652-23) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 2,39 + 0,42 + 0 - 0 = 2,81 \text{ МВА.}$$

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 2,9 %. Нагрузка существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Морское,

оставшегося в работе после отключения Т-2, не превышает $S_{ддн}$ и составляет 45,9 % от $S_{ддн}$.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ для ТП ООО «Алмаз» (договор ТП от 03.11.2023 № 460/022-2652-23) согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 2,39 + 0,20 + 0 - 0 = 2,59 \text{ МВА.}$$

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 $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Морское, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 42,4 % (95 %) от $S_{ддн}$.

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 2020 года (12.08.2020) и составившей 2,18 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) не превышает $S_{ддн}$ и составляет 42,3 % (94,7 %) от $S_{ддн}$.

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

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ для ТП ООО «Алмаз» от 03.11.2023 № 460/022-2652-23 согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 2,18 + 0,2 + 0 - 0 = 2,38 \text{ МВА.}$$

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 $S_{ддн}$, 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 3,5 %. Нагрузка существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Морское, оставшегося в работе после отключения Т-2, не превышает $S_{ддн}$ и составляет 46,2 % от $S_{ддн}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Морское ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Морское расчетный объем ГАО составит 0,08 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить мощность трансформатора Т-2 не менее 2,59 МВА (комплексно для возможности обеспечения электроснабжением всех заявленных на технологическое присоединение потребителей, в результате подключения которых в ПАР нагрузка оставшегося в работе трансформатора будет превышать $S_{ддн}$) 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 Малореченское.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2021 года и составила 5,73 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{ддн}$ и составляет 90 % от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +18,7 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,01.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,11 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,83 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 5,73 + 0,83 + 0 - 0 = 6,56 \text{ МВА.}$$

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 $S_{ддн}$, 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 3 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Малореченское ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Малореченское расчетный объем ГАО составит 0,19 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 6,56 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 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 Вторчермет.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2019 года и составила 6,09 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 88,3 % (55,6 %) от $S_{\text{дн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +7,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,095.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,30 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,40 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 6,09 + 0,40 + 0 - 0 = 6,49 \text{ МВА.}$$

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 $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Вторчермет, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1) и составляет 94 % (59,2 %) от $S_{\text{дн}}$.

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

ПС 110 кВ Капсель.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2020 года (12.08.2020) и составила 9,37 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$, на величину до 61,5 %.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,97 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,74 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 9,37 + 0,74 + 0 - 0 = 10,11 \text{ МВА.}$$

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 Капсель, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 74,3 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Капсель ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Капсель расчетный объем ГАО составит 4,31 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР выявлена необходимость замены существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 10,11 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) – 2024 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 $S_{\text{ддн}}$, на величину до 14,1 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 68,5 % 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.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,22 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,66 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 19,55 + 0,66 + 0 - 0 = 20,21 \text{ МВА.}$$

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 $S_{\text{ддн}}$, 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 18 %. Нагрузка существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Митридат,

оставшегося в работе после отключения Т-2, не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 70,8 % от $S_{\text{ддн}}$.

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 3,08 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 20,21 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 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».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Соляная.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 7,96 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 10,9 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 69,9 % от $S_{\text{ддн}}$.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,88 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,41 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 7,96 + 0,41 + 0 - 0 = 8,37 \text{ МВА.}$$

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 16,7 % (без ТП превышение до 10,9 %). Нагрузка существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Соляная, оставшегося в работе после отключения Т-2, не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 73,5 % 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 1,2 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 8,37 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) – 2024 год.

ПС 110 кВ Старый Крым.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 19,16 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{дн}$, на величину до 4,8 %.

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.

Письмом Филиала АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ от 22.07.2024 № Р1-64-Ш-19-1644 согласован том проектной документации П456/2023-П-БиР изм.4 «Балансы и режимы» по титулу «Строительство ПС 110 кВ Юнга с заходами 110 кВ, ЛЭП 10 кВ, ТП 10 кВ, РП 10 кВ» в котором определена возможность перевода нагрузки с ПС 110 кВ Старый Крым на ПС 110 кВ Юнга в объеме 8,4 МВА (7,79 МВт). С учетом возможности перевода нагрузки с ПС 110 кВ Старый Крым на ПС 110 кВ Юнга выбиралась мощность силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Юнга.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 12,80 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,21 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 19,16 + 2,21 + 0 - 8,4 = 12,97 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 8,4 МВА не превышает $S_{дн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Старый Крым, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет до 71 % от $S_{дн}$.

С учетом изложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ГУП РК «Крымэнерго» (реконструкция ПС 110 кВ Старый Крым с заменой трансформаторов мощностью 2×16 МВА на трансформаторы мощностью 2×25 МВА).

ПС 110 кВ Стекло.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2022 года (16.02.2022) и составила 10,41 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 94,5 % (37,8 %) от $S_{\text{ддн}}$.

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 4,25 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,45 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 10,41 + 0,45 + 0 - 0 = 10,86 \text{ МВА.}$$

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 110 кВ Стекло, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1) и составляет 39,4 % (98,6 %) от $S_{\text{ддн}}$.

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

ПС 110 кВ Судак.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2020 года (12.08.2020) и составила 19,15 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 108 % (30 %).

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 11,44 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,34 МВА).

Согласно информации от ГУП РК «Крымэнерго» в соответствии с ТУ для ТП 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) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Судак с увеличением трансформаторной мощности.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 19,15 + 3,34 + 0 - 0 = 22,49 \text{ МВА.}$$

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 $S_{\text{ддн}}$, 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 144,2 % (52,7 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Судак ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Судак расчетный объем ГАО составит 13,28 (7,76) 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 22,49 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 1×10 МВА и Т-2 1×16 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 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 $S_{\text{ддн}}$ и составляет 79,8 % 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.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,36 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,84 МВА).

Согласно информации от ГУП РК «Крымэнерго» в соответствии с ТУ для ТП ООО «Стройбизнес партнер» (договор ТП от 30.08.2021 № 460/031-2506-21 заявленной мощностью 2,233 МВт), физ. лицо (договор ТП от 11.11.2021 № 460/034-2858-21 заявленной мощностью 0,79 МВт), ООО «Виктория» (договор ТП от 29.03.2018 № 443/034-286-18 заявленной мощностью 3 МВт) предусмотрена

реконструкция ПС 110 кВ Холодильник с заменой существующего трансформатора Т-1 на трансформатор большей мощности.

Перспективная нагрузка существующего трансформатора с учетом ТУ для ТП 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) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 5,74 + 1,84 + 0 - 0 = 7,58 \text{ МВА.}$$

Таким образом, нагрузка трансформатора Т-1 превышает $S_{\text{днн}}$ на величину до 5,3 %.

Перспективная нагрузка существующего трансформатора без учета ТУ для ТП 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) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 5,74 + 0,89 + 0 - 0 = 6,63 \text{ МВА.}$$

Таким образом, нагрузка трансформатора Т-1 не превышает $S_{\text{днн}}$ и составляет 92,2 % от $S_{\text{днн}}$.

С учетом вышеизложенного необходимость реализации мероприятия, предложенного ГУП РК «Крымэнерго» (реконструкция ПС 110 кВ Холодильник с заменой трансформатора Т-1 мощностью 6,3 МВА на силовой трансформатор мощностью 16 МВА и установкой Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА), определяется в рамках реализации ТУ для ТП 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).

ПС 110 кВ Восточная.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (09.02.2023) и составила 49,14 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{днн}}$ и составляет 92,6 % от $S_{\text{днн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-2,7^{\circ}\text{C}$ и при повышенном износе изоляции 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 46,62 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 10,52 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 49,14 + 10,52 + 0 - 0 = 59,66 \text{ МВА.}$$

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 $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Восточная, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 19,3 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Восточная ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Восточная расчетный объем ГАО составит 9,66 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР выявлена необходимость замены существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 59,66 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

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

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

Учитывая высокую загрузку трансформаторов на ПС 110 кВ Восточная и ПС 35 кВ Трудовое, отсутствие возможности перераспределения нагрузки по сети 10 кВ на другие центры питания как в нормальной схеме электрической сети, так и в режиме послеаварийного отключения на длительный период, перспективное развитие района размещения ПС 35 кВ Трудовое, а также техническое состояние объектов электросетевого хозяйства 35–110 кВ в данном районе, ГУП РК «Крымэнерго» предложено выполнить перевод ПС 35 кВ Трудовое на класс напряжения 110 кВ и строительство шлейфового захода ВЛ 110 кВ Симферопольская – Белогорск на ПС 110 кВ Трудовое. Далее, в 2.2.2, сделан вывод о целесообразности данного мероприятия.

Таким образом, с учетом реконструкции ПС 35 кВ Трудовое с переводом на класс напряжения 110 кВ, увеличение трансформаторной мощности ПС 110 кВ Восточная не требуется. При этом увеличение трансформаторной мощности ПС 110 кВ Восточная предусмотрено по ТУ для ТП ООО «Крымский газобетонный завод» (договор ТП от 28.03.2022 № 460/004-877-22 заявленной мощностью 0,9 МВт), ООО «Индустрия развития» (договор ТП от 26.10.2022 № 460/004-4005-22 заявленной мощностью 0,67 МВт), ООО «СЗ Горки Парк» (договор ТП от 21.01.2021 № 460/005-79-21 заявленной мощностью 4,85 МВт). Поэтому необходимость замены трансформаторов ПС 110 кВ Восточная уточняется при проектировании по данным договорам ТП.

ПС 110 кВ Завокзальная.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (09.02.2023) и составила 23,78 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$, на величину до 27,7 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-2,7\text{ C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,163.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,89 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,41 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 23,78 + 0,41 + 0 - 0 = 24,19 \text{ МВА.}$$

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 30 %.

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 5,58 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 24,19 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) – 2024 год.

ПС 110 кВ Марьино.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (09.02.2023) и составила 18,09 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 97,2 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-2,7\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,163.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,67 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,72 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 с учетом ТУ для ТП ФГАОУ ВО «Крымский федеральный университет им. В.И. Вернадского» (договор ТП от 12.07.2022 № 460/004-1352-22) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 18,09 + 0,72 + 0 - 0 = 18,81 \text{ МВА.}$$

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 Марьино, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 1 %.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ для ТП ФГАОУ ВО «Крымский федеральный университет им. В.И. Вернадского» (договор ТП от 12.07.2022 № 460/004-1352-22) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 18,09 + 0,48 + 0 - 0 = 18,57 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ (без учета договора ТП от 12.07.2022 № 460/004-1352-22) 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 110 кВ Марьино, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1) и составляет 99,8 % от $S_{\text{ддн}}$.

С учетом вышеизложенного необходимость реализации мероприятия, предложенного ГУП РК «Крымэнерго» (реконструкция ПС 110 кВ Марьино с заменой трансформаторов мощностью 2×16 МВА на трансформаторы мощностью 2×25 МВА), определяется в рамках реализации ТУ для ТП ФГАОУ ВО «Крымский федеральный университет им. В.И. Вернадского» (договор ТП от 12.07.2022 № 460/004-1352-22).

ПС 110 кВ Набережная.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (09.02.2023) и составила 31,69 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 8,9 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -2,7 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,163.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 14,23 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,66 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 31,69 + 3,66 + 0 - 0 = 35,35 \text{ МВА.}$$

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 21,5 % (без ТП превышение до 8,9 %).

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 6,26 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 35,35 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) – 2024 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 $S_{\text{длн}}$ на величину до 42,3 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +8,3 С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,092.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

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

суммарной максимальной мощностью 7,33 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,20 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 9,79 + 1,20 + 0 - 0 = 10,99 \text{ МВА.}$$

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 59,7 % (без ТП превышение до 42,3 %).

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 4,11 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 10,99 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) – 2024 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 $S_{\text{длн}}$ на величину до 67,7 % (7,3 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-2,7^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,163.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 13,86 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,78 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 31,21 + 1,78 + 0 - 0 = 32,99 \text{ МВА.}$$

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 Южная, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 77,2 % (13,4 %) (без ТП превышение до 67,7 % (7,3 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Южная ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Южная расчетный объем ГАО составит 14,37 (3,90) 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 32,99 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) – 2024 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 $S_{\text{длн}}$ и составляет 72,8 % от $S_{\text{длн}}$. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 16,4 %.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,36 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,11 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 10,72 + 2,11 + 0 - 0 = 12,83 \text{ МВА.}$$

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 ПС 110 кВ НС-16, оставшегося в работе после отключения Т-2, на величину до 39,3 % (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 87,1 % 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 3,62 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 12,83 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 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) – 2024 год.

ПС 110 кВ Гурзуф.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 7,46 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 68,3 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +8,3 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,092.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 10,84 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,79 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 7,46 + 2,79 + 0 - 0 = 10,25 \text{ МВА.}$$

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 110 кВ Гурзуф, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1) и составляет 93,9 % 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 2023 года (04.08.2023) и составившей 7,41 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 77,6 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +25 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,955.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 7,41 + 2,79 + 0 - 0 = 10,20 \text{ МВА.}$$

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 Гурзуф, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 6,8 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Гурзуф ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае превышения $S_{\text{длн}}$ трансформаторов на ПС 110 кВ Гурзуф расчетный объем ГАО составит 0,65 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 10,20 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 Саки.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (04.08.2023) и составила 37,14 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$, на величину до 55,4 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +24,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,956.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 35,39 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 6,73 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 37,14 + 6,73 + 0 - 0 = 43,87 \text{ МВА.}$$

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 (Т-2) ПС 110 кВ Саки, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 83,6 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Саки ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Саки расчетный объем ГАО составит 19,97 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 43,87 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 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) – 2024 год.

ПС 110 кВ Лучистое.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2020 года (12.08.2020) и составила 8,24 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{\text{ддн}}$, на величину до 42 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 89,5 % от $S_{\text{ддн}}$.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 22,08 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,21 МВА).

Согласно информации от ГУП РК «Крымэнерго» в соответствии с ТУ для ТП ООО «Специализированный застройщик «Лучистое» (договор ТП от 01.07.2019 № 460/012-1282-19 заявленной мощностью 1,488 МВт), ООО «ДОМ У МОРЯ» (договор ТП от 15.02.2024 № 460/012-120-24 заявленной мощностью 0,72 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Лучистое с увеличением трансформаторной мощности.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 8,24 + 4,21 + 0 - 0 = 12,45 \text{ МВА.}$$

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 $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Лучистое, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 35,2 % (114,6 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Лучистое ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Лучистое расчетный объем ГАО составит 3,24 (6,65) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 12,45 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Алушта.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2022 года (04.08.2022) и составила 26,04 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{\text{длн}}$, на величину до 12,2 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 89,8 % от $S_{\text{длн}}$.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 38,54 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 9,27 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 26,04 + 9,27 + 0 - 0 = 35,31 \text{ МВА.}$$

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 Алушта, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 21,8 % (52,2 %).

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 6,31 (12,11) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 35,31 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) – 2024 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 92,8 % от $S_{\text{дн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +3,4 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,126.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 13,18 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,63 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 16,73 + 1,63 + 0 - 0 = 18,36 \text{ МВА.}$$

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 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 1,9 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Гаспра ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Гаспра расчетный объем ГАО составит 0,34 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 18,36 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 Дарсан.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2022 года (16.02.2022) и составила 17,33 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 98,3 % от $S_{\text{дн}}$.

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 16,95 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 5,87 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 17,33 + 5,87 + 0 - 0 = 23,20 \text{ МВА.}$$

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 Дарсан, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 31,6 % (без ТП превышение отсутствует).

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 2023 года (04.08.2023) и составившей 15,97 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 ТНВ +25 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,955.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 15,97 + 5,87 + 0 - 0 = 21,84 \text{ МВА.}$$

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 Дарсан, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 43 % (без ТП превышение до 4,5 %).

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 6,56 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 23,20 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Массандра.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2022 года (04.08.2022) и составила 19,20 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{\text{длн}}$, на величину до 29,3 % (106,9 %).

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 15,85 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,54 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 19,20 + 3,54 + 0 - 0 = 22,74 \text{ МВА.}$$

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 $S_{\text{длн}}$, 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 145 % (53,2 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Массандра ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного

отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Массандра расчетный объем ГАО составит 13,46 (7,89) 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 22,74 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Шарха.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2020 года (12.08.2020) и составила 10,99 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 19,4 %.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 12,71 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,88 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 10,99 + 1,88 + 0 - 0 = 12,87 \text{ МВА.}$$

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 $S_{\text{длн}}$, 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 39,8 % (без ТП превышение до 19,4 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Шарха ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Шарха расчетный объем ГАО составит 3,67 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 12,87 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 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) – 2024 год.

ПС 110 кВ Центральная.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (09.02.2023) и составила 51,45 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 9,2 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -2,7 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,163.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 45,88 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 9,25 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 51,45 + 9,25 + 0 - 0 = 60,70 \text{ МВА.}$$

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 Центральная, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 28,8 %.

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 13,57 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 60,70 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Ялта.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2022 года (16.02.2022) и составила 28,43 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе

трансформатора Т-1 превышает $S_{ддн}$ на величину до 3,2 %. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 91 % от $S_{ддн}$.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 21,23 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 5,20 МВА).

Согласно информации от ГУП РК «Крымэнерго» в соответствии с ТУ для ТП ООО «Стемалит» (договор ТП от 07.03.2024 № 460/015-787-24 заявленной мощностью 2,367 МВт) 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:

$$S_{персп}^{тр} = 28,43 + 5,20 + 0 - 0 = 33,63 \text{ МВА.}$$

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 $S_{ддн}$, 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 22,1 % (7,6 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ялта ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Ялта расчетный объем ГАО составит 6,09 (2,38) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 33,63 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 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) – 2024 год.

ПС 110 кВ Коктебель.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2022 года (04.08.2022) и составила 7,33 МВА. На данной ПС установлен один трансформатор с высшим номинальным

напряжением 110 кВ, нагрузка данного трансформатора не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 79 % от $S_{\text{дн}}$.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,58 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,70 МВА).

Перспективная нагрузка существующего трансформатора согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 7,33 + 0,70 + 0 - 0 = 8,03 \text{ МВА.}$$

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 $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Коктебель и составляет 86,5 % от $S_{\text{дн}}$.

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

ПС 110 кВ Веселое.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (04.08.2023) и составила 2,36 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 98,8 % (24,7 %) от $S_{\text{дн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +25 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,955.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,77 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,08 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 2,36 + 0,08 + 0 - 0 = 2,44 \text{ МВА.}$$

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

2,3 % (без ТП превышение отсутствует). Нагрузка существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Веселое, оставшегося в работе после отключения Т-2, не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 25,6 % 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 0,05 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить мощность трансформатора Т-2 не менее 2,44 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 2,5 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 1×2,5 МВА на новый трансформатор мощностью 2,5 МВА с повышенными характеристиками ДДТН и АДТН.

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 ТНВ +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 11,30 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,33 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 32,65 + 2,33 + 0 - 0 = 34,98 \text{ МВА.}$$

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 11,9 %.

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 3,73 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 34,98 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) – 2024 год.

ПС 110 кВ Нижнегорская.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (09.02.2023) и составила 26,34 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{дн}$ и составляет 90,6 % от $S_{дн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -2,7 С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,163.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,07 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,51 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 26,34 + 1,51 + 0 - 0 = 27,85 \text{ МВА.}$$

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 $S_{дн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Нижнегорская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1) и составляет 95,8 % от $S_{дн}$.

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

ПС 110 кВ Родниковое.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2019 года и составила 7,68 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{дн}$ на величину до 27,9 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +25,2 С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,953.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

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

суммарной максимальной мощностью 2,41 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,26 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 7,68 + 0,26 + 0 - 0 = 7,94 \text{ МВА.}$$

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 Родниковое, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 32,1 % (без ТП превышение до 27,9 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Родниковое ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Родниковое расчетный объем ГАО составит 1,93 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 7,94 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) – 2024 год.

ПС 110 кВ Артек.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2022 года (16.02.2022) и составила 6,43 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 58,4 % от $S_{\text{ддн}}$.

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 10,46 МВт.

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

В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556 и в рамках исполнения договора ТП с ФГБОУ МДЦ «Артек» необходимо выполнить

реконструкцию ПС 110 кВ Артек с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2×10 МВА на 2×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

2.2.1.2 ПАО «Россети»

Таблица 14 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять 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	
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г. ¹⁾	2022 г.	2023 г. ²⁾	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2020 г. ³⁾	2021 г.	2022 г.	2022 г. ⁴⁾	2023 г.		2023 г. ⁵⁾
1	ПС 220 кВ Марьяновка	220/35/10	Т-1	230/38,5/11	40	–	–	–	–	13,3	16	22,9	–	–	–	–	14,2	–	13,9	12,08	–
		220/35/10	Т-2	220/38,5/11	20	–	–	–	–	14,1	13	0,5	–	–	–	–	14,0	–	13,8	14,09	
		220/35/10	Т-4	220/38,5/11	20	–	–	–	–	0,0	0	0,0	–	–	–	–	0,0	–	0,0	0	
2	ПС 220 кВ Феодосийская	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	40	–	–	–	–	10,1	11,24	8,8	–	–	–	–	10,1	–	7,1	7,39	1,29
		110/35/6	Т-2	115/38,5/6,6	20	–	–	–	–	17,0	18,4	16,4	–	–	–	–	12,2	–	12,3	14,04	

Примечания

- 1 ¹⁾ Приведены фактические нагрузки трансформаторов в день иного замера 16.02.2022.
- 2 ²⁾ Приведены фактические нагрузки трансформаторов в день иного замера 09.02.2023.
- 3 ³⁾ Приведены фактические нагрузки трансформаторов в день иного замера 12.08.2020.
- 4 ⁴⁾ Приведены фактические нагрузки трансформаторов в день иного замера 04.08.2022.
- 5 ⁵⁾ Приведены фактические нагрузки трансформаторов в день иного замера 04.08.2023.

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

№ 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	–	1,2	1,2	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТНГУ-20000/220	1967	–	1,2	1,2	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-4	ТДТНГУ-20000/220	1967	–	–	–	–	–	–	–	–
2	ПС 220 кВ Феодосийская	Т-1	ТДТН-40000/110-78 У1	1984	–	–	–	–	–	–	–	–
		Т-2	ТДТНГУ-20000/110	1967	–	–	–	–	–	–	–	–

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

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	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										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 220 кВ Марьяновка	2023 / зима ²⁾	29	ПС 35 кВ Красногвардейская	ГБУЗ РК «Красногвардейская центральная районная больница»	12.07.2021	460/010-1910-21	2022	0,985	0,095	0,4	0,178	29,19	29,19	29,19	29,19	29,19	29,19
2	ПС 220 кВ Феодосийская	2023 / зима ²⁾	29,64	ПС 35 кВ Водовод	ООО «ИМА-Старт»	22.07.2019	460/021-758-19	2024	0,9	0,000	10,000	0,36	29,82	29,82	29,82	29,82	29,82	29,82
				ПС 220 кВ Феодосийская	ФКП «Управление капитального строительства МО РФ»	16.09.2021	460/021-2636-21	2024	4,045	1,805	10,000	0,448						
				ПС 35 кВ Айвазовская	ООО «Специализированный застройщик «Славянский дом»	22.12.2023	460/021-4172-23	2024	1,393	0,000	10,000	0,557						

Примечания

- 1 ¹⁾ Приведены фактические нагрузки трансформаторов в день иного замера 16.02.2022.
- 2 ²⁾ Приведены фактические нагрузки трансформаторов в день иного замера 09.02.2023.
- 3 ³⁾ Приведены фактические нагрузки трансформаторов в день иного замера 12.08.2020.
- 4 ⁴⁾ Приведены фактические нагрузки трансформаторов в день иного замера 04.08.2022.
- 5 ⁵⁾ Приведены фактические нагрузки трансформаторов в день иного замера 04.08.2023.

ПС 220 кВ Марьяновка.

Согласно данным в таблицах 14, 15 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (09.02.2023) и составила 29,0 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{\text{длн}}$, на величину до 27,0 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 63,5 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-2,7^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,142.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

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

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 29,0 + 0,19 + 0 - 0 = 29,19 \text{ МВА.}$$

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 220 кВ Марьяновка, оставшегося в работе после отключения Т-1, на величину до 27,8 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 220 кВ Марьяновка ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 220 кВ Марьяновка расчетный объем ГАО составит 6,35 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 29,19 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

Силовой трансформатор Т-4 ПС 220 кВ Марьяновка дефектный и подлежит отключению от сети.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 220 кВ Феодосийская.

Согласно данным в таблицах 14, 15, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (09.02.2023) и составила 29,64 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе

трансформатора Т-2 превышает $S_{ддн}$, на величину до 30,0 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 65,0 % от $S_{ддн}$.

В связи с отсутствием данных по значениям коэффициентов допустимой длительной перегрузки, значения коэффициентов приняты в соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] (с учетом данных о годах ввода трансформаторов в эксплуатацию) – коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -1,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,140.

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 $S_{ддн}$, на величину до 24,3 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 62,1 % от $S_{ддн}$.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,53 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,47 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 29,64 + 1,47 + 0 - 1,29 = 29,82 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 1,29 МВА превышает $S_{ддн}$, 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 30,7 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 220 кВ Феодосийская ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 220 кВ Феодосийская расчетный объем ГАО составит 7,02 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 29,82 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

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

2.2.2.1 ГУП РК «Крымэнерго»

Таблица 17 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 35 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять 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	
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г. ¹⁾	2022 г.	2023 г. ²⁾	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2020 г. ³⁾	2021 г.	2022 г.	2022 г. ⁴⁾	2023 г.		2023 г. ⁵⁾
1	ПС 35 кВ Трудовое	35/10	T-1	35/10,5	6,3	2,69	3,61	2,80	1,98	2,80	3,39	2,45	1,64	1,86	2,00	3,61	1,04	1,11	0,98	1,87	–
		35/10	T-2	35/10,5	6,3	3,73	6,39	5,71	7,71	5,71	6,46	5,72	2,91	2,42	2,71	6,39	0,96	1,80	1,79	1,20	
2	ПС 35 кВ Вилино	35/10	T-2	35/10,5	4	1,16	2,35	2,28	2,36	0,16	2,49	1,52	2,04	1,41	3,81	2,35	0,18	3,03	1,80	2,69	–
		35/10	T-4	35/10,5	4	0,00	2,61	1,72	2,58	0,19	2,20	1,75	2,51	0,99	1,65	2,61	1,31	1,39	1,78	1,39	
3	ПС 35 кВ Тарханкут	35/10	T-1	35/10,5	6,3	1,76	1,76	0,75	2,26	2,44	3,04	1,27	1,30	1,11	1,74	0,99	1,14	1,54	2,29	2,58	–
		35/10	T-2	35/10,5	6,3	1,71	1,63	2,47	2,00	1,76	2,07	2,52	1,55	1,32	1,54	1,27	1,30	2,63	1,66	2,22	

Примечания

- 1 ¹⁾ Приведены фактические нагрузки трансформаторов в день иного замера 16.02.2022.
- 2 ²⁾ Приведены фактические нагрузки трансформаторов в день иного замера 09.02.2023.
- 3 ³⁾ Приведены фактические нагрузки трансформаторов в день иного замера 12.08.2020.
- 4 ⁴⁾ Приведены фактические нагрузки трансформаторов в день иного замера 04.08.2022.
- 5 ⁵⁾ Приведены фактические нагрузки трансформаторов в день иного замера 04.08.2023.

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

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 35 кВ Трудовое	T-1	ТМН-6300/35	1970	100	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-2	ТМН-6300/35	1970	100	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
2	ПС 35 кВ Вилино	T-2	ТМ-4000/35-68У1	1981	100	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-4	ТМ-4000/35-68У1	1981	100	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
3	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

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

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	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										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 35 кВ Трудовое	2021 / лето	9,99	ПС 35 кВ Трудовое	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ	2024	12,934	0	–	1,293	–	1,293	11,41	11,41	11,41	11,41	11,41	11,41
													ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше	2024	1,306	0	–	0,131
2	ПС 35 кВ Вилино	2020 / лето ³⁾	5,46	ПС 35 кВ Вилино	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ	2024	3,283	0	0,4	0,329	–	0,329	5,87	5,87	5,87	5,87	5,87	5,87
					ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше	2024	0,796	0	10	0,08	–	–	–	–	–			
3	ПС 110 кВ Дозорное	2023 / зима ²⁾	5,11	ПС 35 кВ Тарханкут	ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением менее 6 кВ	2024	2,82	0	0,4	0,282	–	0,282	5,45	5,45	5,45	5,45	5,45	5,45
					ТУ для ТП менее 670 кВт для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше	2024	0,6	0	10	0,06	–	–	–	–	–			

Примечания

- 1 ¹⁾ Приведены фактические нагрузки трансформаторов в день иного замера 16.02.2022.
- 2 ²⁾ Приведены фактические нагрузки трансформаторов в день иного замера 09.02.2023.
- 3 ³⁾ Приведены фактические нагрузки трансформаторов в день иного замера 12.08.2020.
- 4 ⁴⁾ Приведены фактические нагрузки трансформаторов в день иного замера 04.08.2022.
- 5 ⁵⁾ Приведены фактические нагрузки трансформаторов в день иного замера 04.08.2023.

ПС 35 кВ Трудовое.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2021 года и составила 9,99 МВА. В ПАР отключения Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 51 %.

Коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +18,7 °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 12,934 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,293 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 9,99 + 1,293 + 0 - 0 = 11,283 \text{ МВА.}$$

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 70,6 %.

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 4,67 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 6,3 МВА каждый;

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

Вариант № 2.

Реконструкция сети 35 кВ и 110 кВ в объеме:

- реконструкция ПС 35 кВ Трудовое с заменой трансформаторов 2×10 МВА на 2×16 МВА;
- строительство ВЛ 35 кВ Восточная – Трудовое 2 цепь 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 20 приведено сравнение капитальных затрат на реализацию данных вариантов.

Таблица 20 – Капитальные затраты вариантов усиления сети 35–110 кВ

№ п/п	Наименование	Технические параметры	Стоимость объекта в ценах 2024 г., млн руб. с НДС
1	<i>Вариант № 1</i>		2251,036
1.1	Реконструкция ПС 35 кВ Трудовое с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	Выключатель 110 кВ – 3 шт., трансформатор 2×25 МВА	2175,216
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	75,819
2	<i>Вариант № 2</i>		2471,209
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.	1196,027
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, АС-150	260,870 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.	582,780
2.4	Реконструкция ПС 35 кВ Донское	выключатель 35 кВ – 2 шт.	110,420
2.5	Строительство ВЛ 35 кВ Трудовое – Донское 2 цепь ориентировочной протяженностью 6 км	ВЛ 35 кВ – 6 км, АС-120	132,950
2.6	Реконструкция ПС 35 кВ Зуя	выключатель 35 кВ – 1 шт.	55,210
2.7	Строительство ВЛ 35 кВ Донское – Зуя 2 цепь ориентировочной протяженностью 6 км	ВЛ 35 кВ – 6 км, АС-120	132,950
3	<i>Вариант № 3</i>		4133,946
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.	2647,589
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, АС-150	528,443 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 проводом марки АС-120/22 на провод марки не менее АС-150 ¹⁾	ВЛ 35 кВ – 7,9 км, АС-150	175,527 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.	767,234
3.5	Установка двух БСК номинальной мощностью 5,1 Мвар каждая	БСК – 2×5 Мвар	15,1561

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) – 2024 год.

ПС 35 кВ Вилино.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2020 года (12.08.2020) и составила 5,46 МВА. В ПАР отключения Т-2 (Т-4) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-4 (Т-2) превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 30 %.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,079 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,409 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 5,46 + 0,409 + 0 - 0 = 5,87 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки с учетом отсутствия действующих договоров об осуществлении ТП ЭПУ и отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, 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 39,8 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 35 кВ Вилино ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 35 кВ Вилино расчетный объем ГАО составит 1,67 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 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 ТНВ 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 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 21 приведено сравнение капитальных затрат на реализацию данных вариантов.

Таблица 21 – Капитальные затраты вариантов усиления сети 35–220 кВ

№ п/п	Наименование	Технические параметры	Стоимость объекта в ценах 2024 г., млн руб. с НДС
1	<i>Вариант № 1</i>		2118,12
1.1	Реконструкция ПС 220 кВ Бахчисарай с заменой трансформатора 40 МВА на 63 МВА	Выключатель 110 кВ – 1 шт., трансформатор 1×63 МВА	602,306
1.2	Реконструкция ПС 110 кВ Мекензиевы Горы с заменой трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА	Трансформатор 2×25 МВА	631,863

№ п/п	Наименование	Технические параметры	Стоимость объекта в ценах 2024 г., млн руб. с НДС
1.3	Реконструкция ПС 35 кВ Вилино с установкой БСК на 1×17 Мвар	БСК 1×17 Мвар	29,422
1.4	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	331,336 ¹⁾
1.5	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	252,556 ¹⁾
1.6	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	270,629 ¹⁾
2	<i>Вариант № 2</i>		<i>1894,543</i>
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	1418,084
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	476,458
3	<i>Вариант № 3</i>		<i>1977,661</i>
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 – 2 шт.; выключатель 10 кВ – 9 шт.; трансформатор 110 кВ 1×16 МВА; трансформатор 35 кВ 2×6,3 МВА	1501,202
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	476,458

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) – 2024 год.

ПС 35 кВ Тарханкут.

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 Дозорное –

Новоульяновка (схемно-режимные мероприятия: – на ПС 35 кВ Тарханкут включен СВ 35) с учетом установки СКРМ – БСК установленной мощностью 2×7,6 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 22 приведено описание состава мероприятий по вариантам и 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 2025 г., млн руб. с НДС
1	<i>Вариант № 1</i>		3135,044
1.1	Реконструкция ПС 35 кВ Тарханкут с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	Выключатель 110 кВ – 2 шт., выключатель 35 кВ – 2 шт., трансформатор 2×16 МВА	1478,718
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	1421,459
1.3	Реконструкция ПС 110 кВ Зимино с установкой выключателя	Выключатель 110 кВ – 1 шт.	117,102
1.4	Реконструкция ПС 110 кВ Нива с заменой блока ОД-КЗ 110 кВ на элегазовый выключатель 110 кВ	Выключатель 110 кВ – 1 шт.	117,765
2	<i>Вариант № 2</i>		3284,725
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	1249,968
2.2	Реконструкция ПС 35 кВ Тарханкут с установкой выключателя	Выключатель 35 кВ – 1 шт.	78,093
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	825,572
2.4	Реконструкция ПС 35 кВ Глебовка с установкой выключателя	Выключатель 35 кВ – 1 шт.	103,036
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	339,941
2.6	Реконструкция ПС 35 кВ Медведево с установкой выключателя	Выключатель 35 кВ – 1 шт.	103,036

№ п/п	Наименование	Технические параметры	Стоимость объекта в ценах 2025 г., млн руб. с НДС
2.7	Комплексная реконструкция РУ 35 кВ ПС 35 кВ Красносельское для установки дополнительных двух выключателей для подключения БСК 2×5,1 Мвар ввиду отсутствия места с применением комплектного РУ 35 кВ	Модульное РУ 35 кВ с применением вакуумных выключателей – 7 шт.	579,345
2.8	Установка двух БСК номинальной мощностью 2,5 Мвар каждая	БСК – 2×2,5 Мвар	5,734
3	<i>Вариант № 3</i>		<i>3408,303</i>
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	1200,433
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	193,580 ¹⁾
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	274,386 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	850,807 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	304,015 ¹⁾
3.6	Комплексная реконструкция РУ 35 кВ ПС 35 кВ Красносельское для установки дополнительных двух выключателей для подключения БСК 2×5,1 Мвар ввиду отсутствия места с применением комплектного РУ 35 кВ	Модульное РУ 35 кВ с применением вакуумных выключателей – 7 шт.	579,345
3.7	Установка двух БСК номинальной мощностью 2,5 Мвар каждая	БСК – 2×2,5 Мвар	5,734

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) – 2025 год.

Реконструкция ВЛ 110 кВ Старый Крым – Судак с отпайками с заменой провода АС-95 на провод с большей длительной допустимой токовой нагрузкой.

ГУП РК «Крымэнерго» приведено следующее обоснование.

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

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

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

В единичной ремонтной схеме с отключенной ВЛ 110 кВ Алушта – Лучистое в период летних максимальных нагрузок при ТНВ в ПЭВТ на этапе 2025 года с учетом реализации договоров на технологическое присоединение нагрузка существующей ВЛ 110 кВ Старый Крым – Судак с отпайками составит $51,9 + j 17,9 / 292$ А (100,5 % от ДДТН), что является недопустимым. Для ликвидации перегрузки указанной ВЛ требуется ввод ГВО.

Схемно-режимные мероприятия для недопущения ввода ГВО: отсутствуют.

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

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

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

В режиме после аварийного отключения из нормальной схемы ВЛ 110 кВ Лучистое – Малореченское в период летних максимальных нагрузок при ТНВ в ПЭВТ токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Старый Крым – Судак с отпайками составит на этапе 2024 года составит 128 А (44 % ДДТН), на этапе 2029 года составит 131 А (45 % ДДТН). В режиме после аварийного отключения из нормальной схемы ВЛ 110 кВ Алушта – Аянская с отпайкой на ПС Перевальное в период летних максимальных нагрузок при ТНВ в ПЭВТ токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Старый Крым – Судак с отпайками на этапе 2024 года составит 191 А (66 % ДДТН), на этапе 2029 года после аварийного отключения из нормальной схемы ВЛ 110 кВ Лучистое – Аянская с отпайкой на ПС Перевальное составит 165 А (57 % ДДТН).

Таким образом, необходимость реконструкции ВЛ 110 кВ Старый Крым – Судак с отпайками с заменой проводов АС-95 на провод с большей длительно допустимой токовой нагрузкой не подтверждается.

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 №3 на ПС 220 кВ Газовая ориентировочной протяженностью 2 км каждый;

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

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

Организации, ответственные за реализацию мероприятия(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 2025–2030 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	Цементный завод	ООО «Альцем»	0,0	43,7	110	2024	ПС 220 кВ Камыш-Бурун
2	Тепличный комплекс	ООО ТК «Белогорский»	8,1	21,9	10	2024	ПС 110 кВ Белогорск
3	Жилой комплекс в г. Симферополе	ООО СЗ «Квартал 5.8»	0,0	30,3	10	2024	ПС 110 кВ Северная
4	Производство прочих готовых изделий	ГКУ «Инвестстрой Республики Крым»	0,0	20,1	220	2024	ПС 220 кВ Кафа ПС 110 кВ Виноградная
5	Комплексное освоение территории у Мойнакского озера г. Евпатория	ООО «СЗ «СДК»	0,0	10,6	10	2024 2026	ПС 110 кВ Мойнаки

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя с выделением данных по Республике Крым на период 2025–2030 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	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
<i>Энергосистема Республики Крым и г. Севастополя</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	9273	9464	9955	10247	10497	10691	10914
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	191	491	292	250	194	223
Годовой темп прироста, %	–	2,06	5,19	2,93	2,44	1,85	2,09
<i>Республика Крым</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	7497	7651	8052	8290	8498	8658	8841
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	154	401	238	208	160	183
Годовой темп прироста, %	–	2,05	5,24	2,96	2,51	1,88	2,11
Доля потребления электрической энергии Республики Крым в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя, %	80,8	80,8	80,9	80,9	81,0	81,0	81,0

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя прогнозируется на уровне 10914 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 3,08 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя прогнозируется в 2026 году и составит 491 млн кВт·ч или 5,19 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2025 году и составит 191 млн кВт·ч или 2,06 %.

Потребление электрической энергии по территории Республики Крым прогнозируется на уровне 8841 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 3,18 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по территории Республики Крым прогнозируется в 2026 году и составит 401 млн кВт·ч или 5,24 %; наименьший прирост потребления электрической энергии ожидается в 2025 году и составит 154 млн кВт·ч или 2,05 %.

Доля Республики Крым в общем потреблении электрической энергии энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя прогнозируется на уровне 80,8–81,0 %.

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 2025–2030 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	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
<i>Энергосистема Республики Крым и г. Севастополя</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	1800	1780	1816	1854	1891	1929	1967

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	-20	36	38	37	38	38
Годовой темп прироста, %	–	-1,11	2,02	2,09	2,00	2,01	1,97
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5152	5317	5482	5527	5551	5542	5549
<i>Республика Крым</i>							
Потребление мощности (совмещенное) на час максимума энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, МВт	1441	1420	1449	1480	1510	1542	1572
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	-21	29	31	30	32	30
Годовой темп прироста, %	–	-1,46	2,04	2,14	2,03	2,12	1,95
Доля потребления мощности Республики Крым в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя, %	80,1	79,8	79,8	79,8	79,9	79,9	79,9
Число часов использования потребления мощности, ч/год	5203	5388	5557	5601	5628	5615	5624

Потребление мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя к 2030 году прогнозируется на уровне 1967 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,43 %.

Наибольший годовой прирост мощности по 38 МВт или 2,09; 2,01 и 1,97 % прогнозируется соответственно в 2027 и 2029, 2030 годах; наименьший годовой прирост ожидается в 2025 году и имеет отрицательное значение в размере 20 МВт или 1,11 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период в целом останется разуплотненным, но к 2030 году будет иметь тенденцию к уплотнению. Число часов использования максимума прогнозируется на уровне 5549 ч/год в 2030 году против 5317 ч/год в 2025 году.

Потребление мощности Республики Крым к 2030 году прогнозируется на уровне 1572 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,37 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2029 году и составит 32 МВт или 2,12 %; наименьший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и имеет отрицательное значение в размере 21 МВт или 1,46 %.

Доля Республики Крым в общем потреблении мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя в период 2025–2030 годов прогнозируется на уровне 79,8–79,9 %.

Годовой режим потребления электрической мощности Республики Крым в прогнозный период останется достаточно разуплотненным. Однако, число часов

использования потребления мощности к 2030 году увеличится до 5624 ч/год против 5388 ч/год в 2025 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.

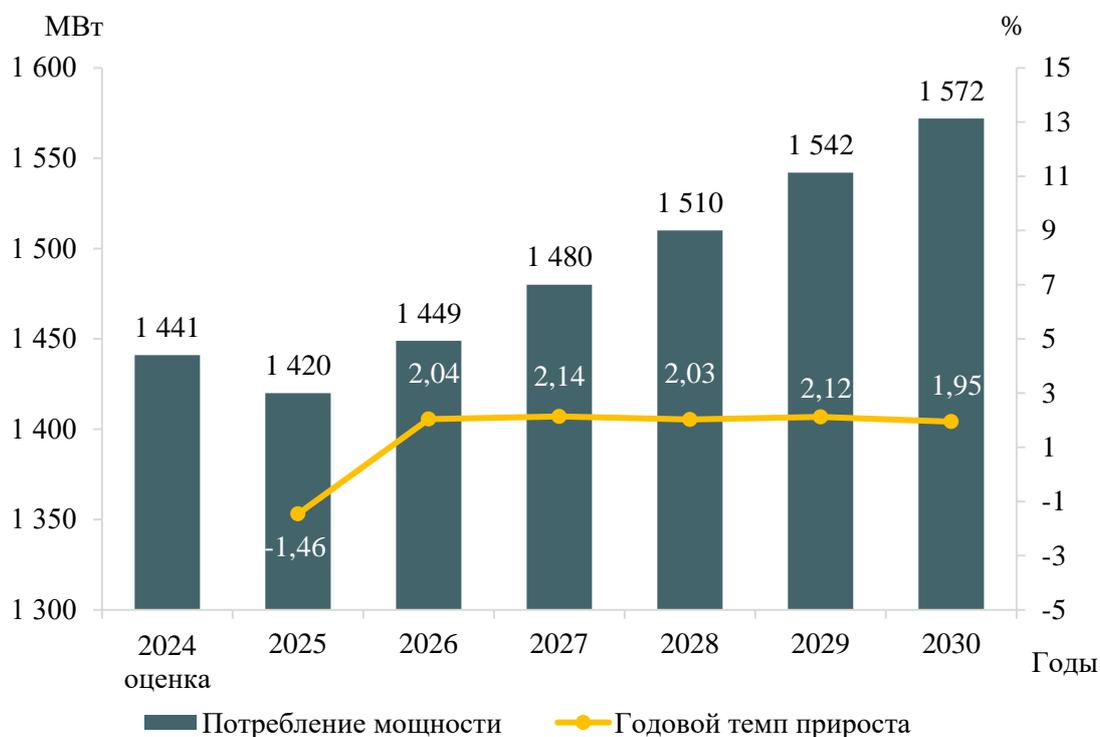


Рисунок 6 – Прогноз потребления мощности Республики Крым и годовые темпы прироста

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 2024 году составляют 24 МВт, в период 2025–2030 годов – 27,4 МВт.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым, в 2024 году и в период 2025–2030 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	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
Всего	24	–	–	27,4	–	–	–	27,4
ТЭС	24	–	–	27,4	–	–	–	27,4

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым, в период 2025–2030 годов предусматриваются в объеме 250 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым, в 2024 году и в период 2025–2030 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	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
Всего	–	–	–	–	–	250	–	250
ТЭС	–	–	–	–	–	250	–	250

В рассматриваемый перспективный период предусматривается ввод в эксплуатацию нового крупного энергоблока (единичной мощностью более 200 МВт) с использованием парогазовых технологий на Таврической ТЭС (ПГУ-250).

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым, в 2030 году составит 1641 МВт. К 2030 году структура генерирующих мощностей не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым, представлена в таблице 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	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	1418,4	1418,4	1418,4	1391	1391	1641	1641
ТЭС	1032,7	1032,7	1032,7	1005,3	1005,3	1255,3	1255,3
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

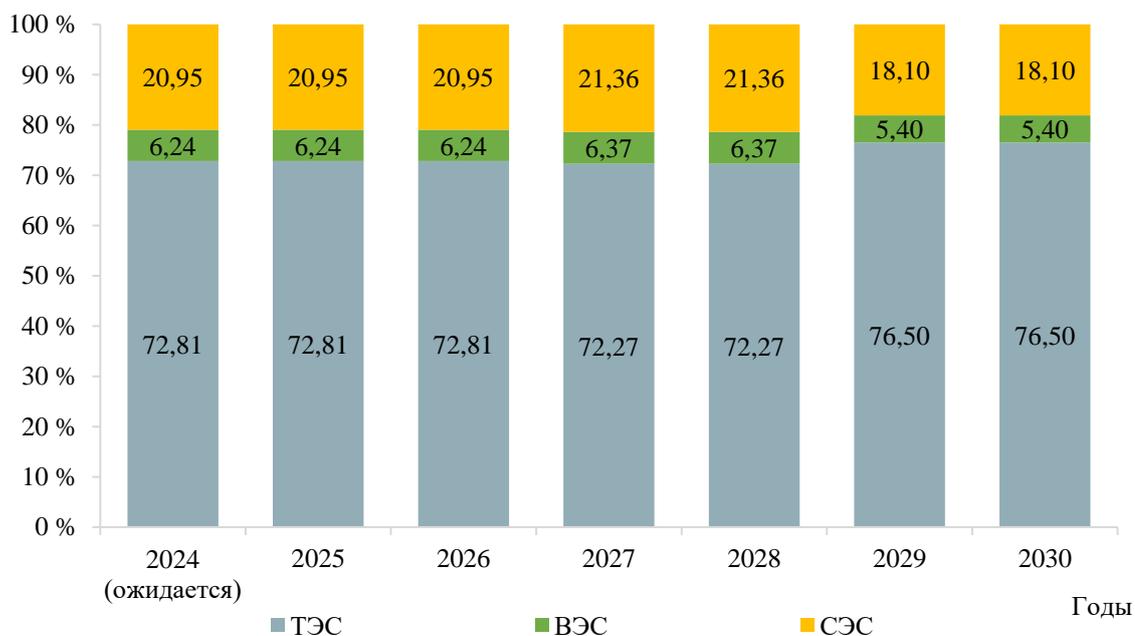


Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым

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 2024–2030 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
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС ПС-10 и ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС ПС-10 на участке от ПС 330 кВ Севастополь до ПС 110 кВ ПС-10 с реконструкцией ПС 330 кВ Севастополь для подключения новых ЛЭП 110 кВ (без вывода из работы существующих ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10 и ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10)	АО «Крымэнерго»	110	км	2×23,23	–	–	–	–	–	–	46,46	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС ПС-10 с заходом на ПС 110 кВ Заря и ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС ПС-10 на участке от ПС 110 кВ ПС-10 до ПС 110 кВ Заря с переводом электроснабжения ПС 110 кВ ПС-10 от ВЛ 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС-10 и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10	АО «Крымэнерго»	110	км	2×25,525	–	–	–	–	–	–	51,05	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
		АО «Крымэнерго»	110	км	2×0,204	–	–	–	–	–	–	0,408	
3	Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС ПС-10 с заходом на ПС 110 кВ Алупка и ЛЭП 110 кВ Гаспра – Заря на участке от ПС 110 кВ Заря до ПС 110 кВ Алупка с заходами на ПС 110 кВ Заря с переводом электроснабжения ПС 110 кВ ПС-10 от ВЛ 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС 110 кВ ПС-10, демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Алупка – Заря и выводом из работы существующей ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10	АО «Крымэнерго»	110	км	2×10,705	–	–	–	–	–	–	21,41	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Строительство ЛЭП 110 кВ Гаспра – Заря с заходом на ПС 110 кВ Гаспра и ЛЭП 110 кВ Алупка – Ялта на участке от ПС 110 кВ Алупка до ПС 110 кВ Гаспра с заходом на ПС 110 кВ Алупка и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Гаспра – Алупка	АО «Крымэнерго»	110	км	2×7,45	–	–	–	–	–	–	14,9	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	Строительство ЛЭП 110 кВ Алупка – Ялта с заходом на ПС 110 кВ Ялта и ЛЭП 110 кВ Гаспра – Дарсан на участке от ПС 110 кВ Гаспра до ПС 110 кВ Ялта с заходом на ПС 110 кВ Гаспра и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Ялта – Гаспра	АО «Крымэнерго»	110	км	8,73	–	–	–	–	–	–	8,73	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
		АО «Крымэнерго»	110	км	7,49	–	–	–	–	–	–	7,49	
6	Реконструкция ВЛ 110 кВ Симферопольская – Ялта с заходом на ПС 110 кВ Дарсан с образованием ВЛ 110 кВ Симферопольская – Дарсан и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Симферопольская – Ялта на участке от ПС 110 кВ Дарсан до ПС 110 кВ Ялта	АО «Крымэнерго»	110	км	0,3	–	–	–	–	–	–	0,3	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
7	Строительство ЛЭП 110 кВ Гаспра – Дарсан с заходом на ПС 110 кВ Дарсан и ЛЭП 110 кВ Дарсан – Ялта с заходами на ПС 110 кВ Ялта и ПС 110 кВ Дарсан и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Ялта – Дарсан	АО «Крымэнерго»	110	км	5,255	–	–	–	–	–	–	5,255	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
		АО «Крымэнерго»	110	км	3,205	–	–	–	–	–	–	3,205	
8	Строительство ЛЭП 110 кВ Дарсан – Массандра с заходом на ПС 110 кВ Дарсан и ПС 110 кВ Массандра и ЛЭП 110 кВ Гурзуф – Дарсан на участке от ПС 110 кВ Дарсан до ПС 110 кВ Массандра с заходом на ПС 110 кВ Дарсан и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Массандра – Дарсан	АО «Крымэнерго»	110	км	2×7,655	–	–	–	–	–	–	15,31	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
9	Строительство ЛЭП 110 кВ Гурзуф – Дарсан с заходом на ПС 110 кВ Гурзуф и ЛЭП 110 кВ Артек – Массандра на участке от ПС 110 кВ Массандра до ПС 110 кВ Гурзуф с заходом на ПС 110 кВ Массандра и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Гурзуф – Массандра	АО «Крымэнерго»	110	км	2×9,506	–	–	–	–	–	–	19,012	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
10	Строительство ЛЭП 110 кВ Артек – Массандра с заходом на ПС 110 кВ Артек и ЛЭП 110 кВ Гурзуф – Шарха на	АО «Крымэнерго»	110	км	3,505	–	–	–	–	–	–	3,505	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основное назначение
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
	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	3,288	–	–	–	–	–	–	3,288	режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
11	Строительство ЛЭП 110 кВ Гурзуф – Шарха с заходом на ПС 110 кВ Шарха и ЛЭП 110 кВ Алушта – Артек на участке от ПС 110 кВ Артек до ПС 110 кВ Шарха с заходом на ПС 110 кВ Артек и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Шарха – Артек	АО «Крымэнерго»	110	км	2×8,02	–	–	–	–	–	–	16,04	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
12	Строительство ЛЭП 110 кВ Алушта – Артек с заходом на ПС 110 кВ Алушта и ЛЭП 110 кВ Лучистое – Шарха на участке от ПС 110 кВ Шарха до ПС 110 кВ Алушта с заходом на ПС 110 кВ Шарха и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Алушта – Шарха	АО «Крымэнерго»	110	км	10,746	–	–	–	–	–	–	10,746	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
		АО «Крымэнерго»	110	км	8,108	–	–	–	–	–	–	8,108	
13	Реконструкция ВЛ 110 кВ Алушта – Аянская с отпайкой на ПС Перевальное с устройством захода данной ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Лучистое и строительство ЛЭП 110 кВ Лучистое – Шарха на участке от ПС 110 кВ Алушта до ПС 110 кВ Лучистое с заходом на ПС 110 кВ Лучистое	АО «Крымэнерго»	110	км	5,653	–	–	–	–	–	–	5,653	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
		АО «Крымэнерго»	110	км	8,269	–	–	–	–	–	–	8,269	
14	Строительство ЛЭП 110 кВ Алушта – Лучистое с демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Алушта – Лучистое	АО «Крымэнерго»	110	км	10,287	–	–	–	–	–	–	10,287	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
15	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Феодосийская – Старый Крым с отпайками на ПС 220 кВ Кафа ориентировочной протяженностью 6,5 км каждый	АО «Крымэнерго»	110	км	2×6,5	–	–	–	–	–	–	13	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
16	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Феодосийская – Восход с отпайками на ПС 220 кВ Кафа ориентировочной протяженностью 6,3 км каждый	АО «Крымэнерго»	110	км	2×6,3	–	–	–	–	–	–	12,6	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
17	Реконструкция ВЛ 110 кВ Феодосийская – Старый Крым с отпайками ориентировочной протяженностью 22,335 км с увеличением пропускной способности	АО «Крымэнерго»	110	км	22,335	–	–	–	–	–	–	22,335	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
18	Реконструкция ВЛ 110 кВ Феодосийская – Восход с отпайками ориентировочной протяженностью 4,135 км с увеличением пропускной способности	АО «Крымэнерго»	110	км	4,135	–	–	–	–	–	–	4,135	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
19	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
20	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
21	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

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
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
1	Реконструкция ПС 110 кВ Лучистое с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый ¹⁾	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Специализированный застройщик «Лучистое», ООО «ДОМ У МОРЯ»	ООО «Специализированный застройщик «Лучистое»	0,298	1,19
														ООО «ДОМ У МОРЯ»	0	0,72
2	Реконструкция ПС 110 кВ Артек с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый ¹⁾	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ФГБОУ МДЦ «Артек»	ФГБОУ МДЦ «Артек»	11,523	4,802
3	Реконструкция ПС 110 кВ Марьино с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый ¹⁾	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ФГАОУ ВО «Крымский федеральный университет им. В.И. Вернадского»	ФГАОУ ВО «Крымский федеральный университет им. В.И. Вернадского»	–	1,11
4	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
5	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 «СЗ Горки Парк»	–	3,11
														ООО «Усадьба Белогорье»	–	1
														ООО «БЕЛСТРОЙ»	–	1,001
6	Реконструкция ПС 110 кВ Целимберная с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 10 МВА ¹⁾	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	Обеспечение технологического присоединения потребителя ИП Быковский Михаил Дмитриевич	ИП Быковский Михаил Дмитриевич	0,669	2
7	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 «Крымский газобетонный завод»	0,8	0,9
														ООО «Индустрия развития»	0,13	0,67
														ООО «СЗ Горки Парк»	–	4,85

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
8	Реконструкция ПС 110 кВ Холодильник с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА и установкой второго трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА ¹⁾	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Стройбизнес партнер», физического лица, ООО «Виктория»	ООО «Стройбизнес партнер»	–	2,233
														Физическое лицо	–	0,79
														ООО «Виктория»	–	3
9	Строительство ПС 110 кВ Юнга с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей ГУП РК «СЗ «ДК «СКГ», ООО «СЗ БОН»	ГУП РК «СЗ «ДК «СКГ»	–	8,742
10	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Старый Крым – Коктебель на ПС 110 кВ Юнга ориентировочной протяженностью 8 км с образованием ВЛ 110 кВ Старый Крым – Юнга с отпайкой на ПС Коктебель	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	8,0	–	–	–	–	–	8,0	ООО «СЗ БОН»		0,017	2,26	
11	Строительство ЛЭП 110 кВ Кафа – Юнга ориентировочной протяженностью 8 км	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	8,0	–	–	–	–	–	8,0					
12	Реконструкция ВЛ 110 кВ Старый Крым – Юнга с отпайкой на ПС Коктебель с заменой провода на участке от ПС 110 кВ Старый Крым до места подключения отпайки ориентировочной протяженностью 9,539 км	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	9,539	–	–	–	–	–	–	9,539	Обеспечение технологического присоединения потребителя ГУП РК «СЗ «ДК «СКГ»	ГУП РК «СЗ «ДК «СКГ»	–	8,742
13	Реконструкция ПС 110 кВ Белогорск с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА, Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Тепличный комбинат «Белогорский»	ООО «Тепличный комбинат «Белогорский»	8,1	21,9
14	Строительство ПС 110 кВ Юнга с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50					
15	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Старый Крым – Коктебель на ПС 110 кВ Юнга ориентировочной протяженностью 8 км с образованием ВЛ 110 кВ Старый Крым – Юнга с отпайкой на ПС Коктебель	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	8,0	–	–	–	–	–	8,0					
16	Реконструкция ВЛ 110 кВ Старый Крым – Юнга с отпайкой на ПС Коктебель с заменой провода на участке от ПС 110 кВ Старый Крым до места подключения отпайки ориентировочной протяженностью 9,539 км	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	9,539	–	–	–	–	–	9,539					
17	Строительство ЛЭП 110 кВ Кафа – Юнга ориентировочной протяженностью 8 км	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	8,0	–	–	–	–	–	8,0					
18	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Феодосийская – Старый Крым с отпайками на ПС 220 кВ Кафа ориентировочной протяженностью 6,5 км каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	2×6,5	–	–	–	–	–	13					

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
19	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
20	Строительство ЛЭП 110 кВ Камыш-Бурун – ГПП Альтцем № 1, 2 ориентировочной протяженностью 1 км каждая	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	2×1	–	–	–	–	–	–	2				
21	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Феодосийская – Старый Крым с отпайками на ПС 220 кВ Кафа ориентировочной протяженностью 6,5 км каждый и заходов ВЛ 110 кВ Феодосийская – Восход с отпайками на ПС 220 кВ Кафа ориентировочной протяженностью 6,3 км каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	2×6,5	–	–	–	–	–	–	13				
		ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	2×6,3	–	–	–	–	–	–	12,6				
22	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
23	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
24	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Тамань-Кафа №3 на ПС 220 кВ Газовая ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	2×2	–	–	–	4				
25	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				
26	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				
27	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
28	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 ¹⁾	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СЗ «Доверие», ООО «СЗ «СТРОЙИНВЕСТАЛЬЯНС»	ООО «СЗ «Доверие»	–	3,99
														ООО «СЗ «СТРОЙИНВЕСТАЛЬЯНС»	0,14	1,378
29	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 «Автолайн»	0,05	1,86

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
30	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»	ООО «Стемалит»	0,149	2,218

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
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
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 №3 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 для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Реконструкция ПС 220 кВ Марьяновка с заменой трансформаторов Т-2 220/35/10 кВ и Т-4 220/35/10 кВ мощностью 20 МВА каждый на один трансформатор 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	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 110/35/10 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 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	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	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
5	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
6	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
7	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
8	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
9	Реконструкция ПС 110 кВ Судак с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
10	Реконструкция ПС 110 кВ Завокзальная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
11	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
12	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
13	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
14	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
15	Реконструкция ПС 110 кВ Гурзуф с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Крымэнерго»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
16	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
17	Реконструкция ПС 110 кВ Лучистое с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
18	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
19	Реконструкция ПС 110 кВ Гаспра с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Крымэнерго»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
20	Реконструкция ПС 110 кВ Дарсан с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
21	Реконструкция ПС 110 кВ Массандра с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
22	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
23	Реконструкция ПС 110 кВ Центральная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40,5 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24	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
25	Реконструкция ПС 110 кВ Веселое с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	–	1×2,5	–	–	–	–	–	2,5	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
26	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
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
27	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
28	Реконструкция ПС 110 кВ Артек с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
29	Реконструкция ПС 35 кВ Трудовое с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
30	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
31	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
32	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
33	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
34	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

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 28.12.2023 № 37@ 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 27.12.2022 № 37@;

3) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 22.10.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

4) утвержденных приказом Министерства топлива и энергетики Республики Крым от 31.07.2024 № 117-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 18.12.2023 № 271-ОД;

5) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ГУП РК «Крымэнерго» на 2021–2025 годы по передаче электрической энергии. Материалы размещены 03.10.2024 на официальном сайте Министерства топлива и энергетики Республики Крым в сети Интернет;

6) данных, предоставленных ГУП РК «Крымэнерго» в соответствии с Приказом Минэнерго России № 1340 [1];

7) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [2]).

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

– на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– 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	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Итого за период 2024–2030 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	7869	12949	8991	1706	–	–	–	31515

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 2024 год на территории Республики Крым осуществляют свою деятельность 4 сетевые организации. Наиболее крупной ТСО является ГУП Республики Крым «Крымэнерго» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 96 % 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 2023 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 2023 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 среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для

¹ Приказ Государственного комитета по ценам и тарифам республики Крым от 30.12.2020 № 54/4 (в редакции от 27.01.2023).

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере $3,5 \times \text{EBITDA}$ в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средняя за период 2025–2030 годов процентная ставка по заемным средствам принята в размере 12 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 35 %.

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	35 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	35 %	0 % – 35 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	12 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2024 год Приказом Государственного Комитета по ценам и тарифам от 21.12.2023 № 45/8 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Крым на период с 01.01.2024 по 31.12.2028» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Республики Крым, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям

потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 2023 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2023 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2023 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 2024 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 Республики Крым, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления электрической энергии, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2024 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 оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозный уровень ПВВ и НВВ определен с учетом показателей соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности, заключенных между исполнительным органом субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов и территориальными сетевыми организациями на территории региона (далее – регуляторное соглашение), согласованных ФАС России не позднее даты утверждения последней актуальной (на

³ Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации, на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

момент разработки раздела) инвестиционной программы при наличии такого регуляторного соглашения.

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

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

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Инфляция (среднегодовая)	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	10 %	9 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Дополнительный рост единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в соответствии с регуляторным соглашением	–	–	–	–	–	–
Рост цен на газ	7 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	6,3 %	5,2 %	3,0 %	2,5 %	1,9 %	2,1 %

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

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

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

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

За горизонтом периода, на который 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	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	13005	7773	3022	3022	3022	3022
объем 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)	9983	4751	–	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	4573	8829	2679	2386	2386	2386

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	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ПВВ	млрд руб.	18,0	20,9	22,8	24,4	25,8	27,5
НВВ	млрд руб.	19,7	24,1	23,7	23,6	23,5	23,5
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	1,7	3,24	0,9	-0,8	-2,4	-3,9
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,01	3,31	3,51	3,66	3,81	3,96
Среднегодовой темп роста	%	–	110	106	104	104	104

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,29	3,83	3,65	3,54	3,46	3,39
Среднегодовой темп роста	%	–	116	95	97	98	98
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,28	0,51	0,14	-0,13	-0,35	-0,57

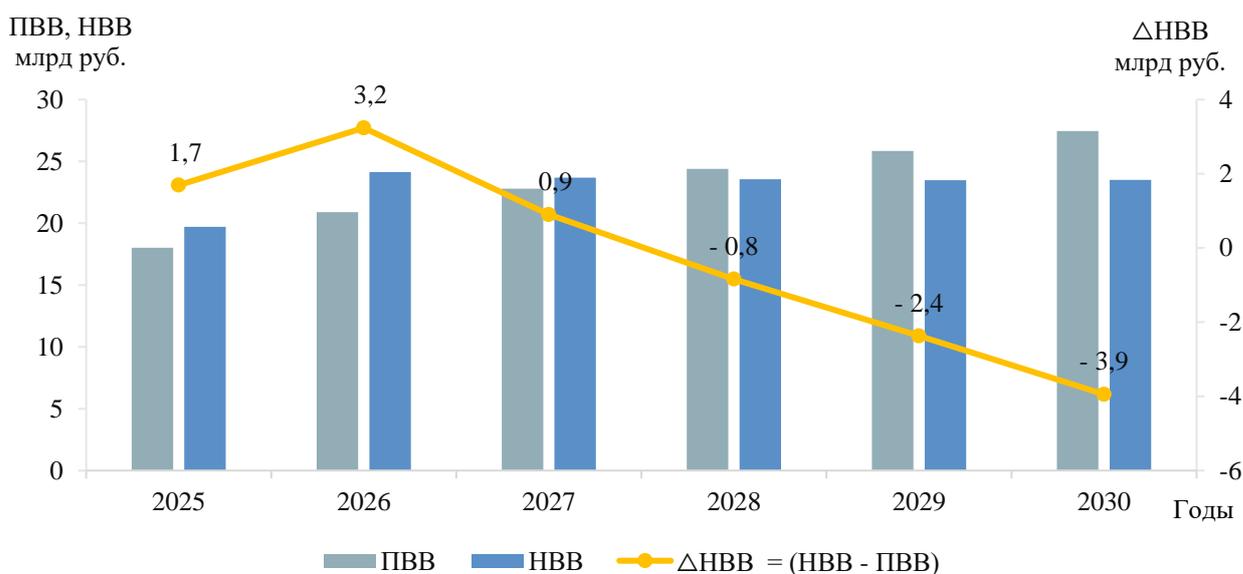


Рисунок 8 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Крым при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

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 2024 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена недостаточность условий тарифного регулирования в период 2025–2027 годов в сценарии 1 и на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2,3. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период наличия дефицита финансирования составляет от 5,3 млрд руб. до 27,7 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 9.

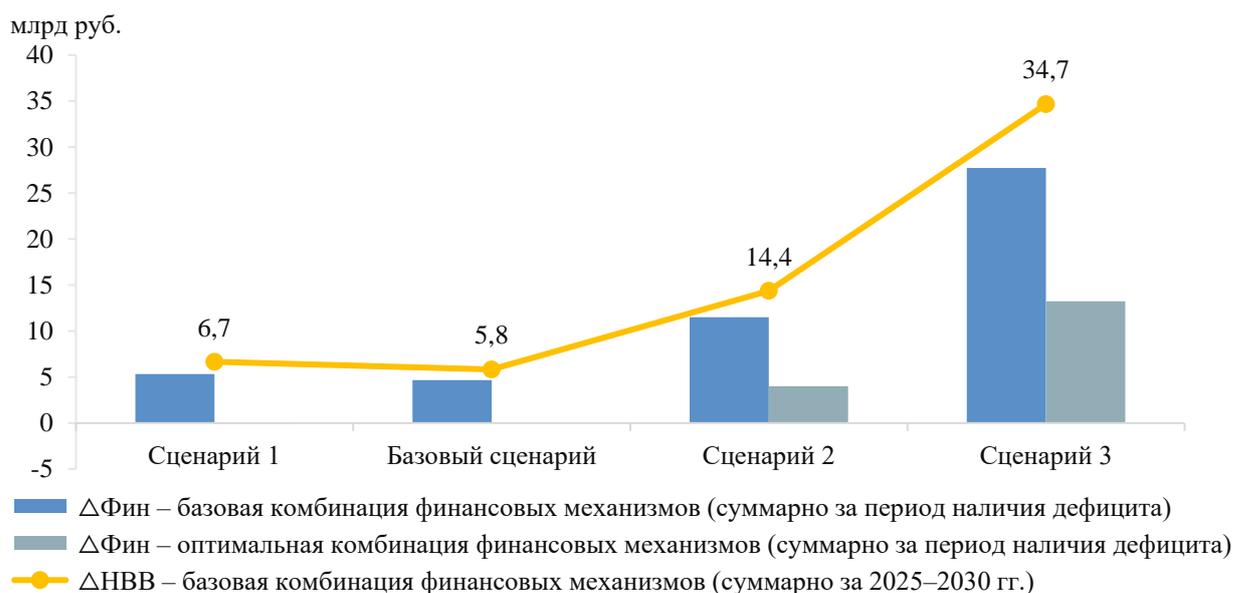


Рисунок 9 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на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

Таблица 38 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период 2025–2030 годов)

Наименование	Сценарий 1	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	9 %	26 %	33 %	29 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	35 %	43 %	60 %	63 %
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 возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в Базовом сценарии и сценарии 1 за счет изменения финансовых механизмов (таблица 38), с сохранением до 2027 года объемов бюджетного финансирования в соответствии с материалами утвержденной инвестиционной программы. В сценарии 2 и в наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2024 года) определено снижение дефицита финансирования за счет увеличения 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 Республике Крым, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя на территории Республике 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 2030 году в объеме 8841 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 3,18 %.

Потребление мощности Республики Крым к 2030 году увеличится и составит 1572 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,37 %.

Наибольшие годовые темпы прироста потребления электрической энергии и мощности в Республике Крым прогнозируются в 2025 и 2029 годах соответственно.

Годовое число часов использования потребления мощности Республики Крым в период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 5388–5628 ч/год.

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым, в 2024 году составляют 24 МВт, в период 2025–2030 годов – 27,4 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории Республики Крым, в 2030 году составит 1641 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 2024–2030 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 360,726 км, трансформаторной мощности 2100,5 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: 29.11.2024).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/ (дата обращения: 29.11.2024).

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: 29.11.2024).

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: 29.11.2024).

5. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/ (дата обращения: 29.11.2024).

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: 29.11.2024).

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 года № 24. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/ (дата обращения: 29.11.2024).

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 2030 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
						Установленная мощность (МВт)								
Энергосистема Республики Крым и г. Севастополь, территория Республики Крым														
Симферопольская ТЭЦ	АО «КРЫМТЭЦ»			Газ, мазут										
		1	Т-43/53-90		43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0		
		2	Т-43/53-90	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	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									Вывод из эксплуатации в 2024 г.
		2	ПР-6-35/10/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	ПТ-12-35/10м	12,0									Вывод из эксплуатации в 2024 г.	
Установленная мощность, всего		–	–	–	30,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
Сакская ТЭЦ	АО «КРЫМТЭЦ»			Газ										
		1	Т-6-35/16		6,0	6,0	6,0	6,0						Вывод из эксплуатации в 2027 г.
		2	АР-6-6		6,0	6,0	6,0	6,0						Вывод из эксплуатации в 2027 г.
		3	ДЖ-59ЛЗ	15,4	15,4	15,4	15,4						Вывод из эксплуатации в 2027 г.	
Установленная мощность, всего		–	–	–	27,4	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	58,5	
		6, 7, 9	ПГУ-2	59,4	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	6,8	Уточнение 01.11.2024
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	18,5	Уточнение 01.11.2024
Воробьевский участок		–	Ветровые агрегаты		2,4	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	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	7,4	
Установленная мощность, всего		–	–	–	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4		
Тарханкутская ВЭС	ГУП РК «Крымэнерго»			–										
Черноморский уч-к		–	Ветровые агрегаты		1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	
Тарханкутский уч-к		–	Ветровые агрегаты		21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	Уточнение 01.11.2024
Установленная мощность, всего		–	–	–	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5		
Восточно-Крымская (Акташская) ВЭС	ГУП РК «Крымэнерго»			–										
		–	Ветровые агрегаты		2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	Уточнение 01.11.2024
Установленная мощность, всего		–	–	–	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
														Установленная мощность (МВт)
СЭС Родниковое (ПС 110 кВ Родниковая)														
Краймиа Солар 1	ООО «КРАЙМИА СОЛАР 1»	–	Солнечные агрегаты	–	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	Уточнение 17.05.2024	
Краймиа Солар 2	ООО «КРАЙМИА СОЛАР 2»	–	Солнечные агрегаты		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	Уточнение 17.05.2024	
Краймиа Солар 3	ООО «КРАЙМИА СОЛАР 3»	–	Солнечные агрегаты		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	Уточнение 17.05.2024	
Краймиа Солар 4	ООО «КРАЙМИА СОЛАР 4»	–	Солнечные агрегаты		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	Уточнение 17.05.2024, уточнение 01.09.2024, уточнение 01.11.2024	
Краймиа Солар 5	ООО «КРАЙМИА СОЛАР 5»	–	Солнечные агрегаты		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	Уточнение 17.05.2024, уточнение 01.11.2024	
Установленная мощность, всего		–	–		7,5	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	
СЭС Перово (ПС 110 кВ Таврия)														
Альфа Солар	ООО «АЛЬФА СОЛАР»	–	Солнечные агрегаты	–	20,1	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	Уточнение 01.11.2024	
Бета Солар	ООО «БЕТА СОЛАР»	–	Солнечные агрегаты		22,2	22,2	22,2	22,2	22,2	22,2	22,2	22,2	Уточнение 01.11.2024	
Гамма Солар	ООО «ГАММА СОЛАР»	–	Солнечные агрегаты		21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	Уточнение 01.11.2024	
Дельта Солар	АО «ДЕЛЬТА»	–	Солнечные агрегаты		20,9	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	Уточнение 01.11.2024	
Зета Солар	ООО «ЗЕТА СОЛАР»	–	Солнечные агрегаты		21,6	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	Уточнение 01.11.2024
Установленная мощность, всего		–	–		105,6	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	Уточнение 01.11.2024	
Установленная мощность, всего		–	–		3,8	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	Уточнение 01.11.2024	
Осприй Солар	АО «ОСПРИЙ»	–	Солнечные агрегаты		20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	Уточнение 01.11.2024	
Ориол Солар	ООО «ОРИОЛ СОЛАР»	–	Солнечные агрегаты		19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	Уточнение 17.05.2024, уточнение 01.11.2024	
Оузил Солар	ООО «ОУЗИЛ СОЛАР»	–	Солнечные агрегаты		21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	Уточнение 17.05.2024, уточнение 01.11.2024	
Установленная мощность, всего		–	–		82,7	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	Уточнение 01.11.2024	
Установленная мощность, всего		–	–		31,6	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	6,0	
		2	SGT-400		14,4	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	6,0	
		2	К-12-4,2		12,0	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 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Западно-Крымская МГТЭС	АО «Мобильные ГТЭС»			Дизельное топливо									
		1	FT8-3 MOBILEPAC		22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	
		2	FT8-3 MOBILEPAC		22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	
		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»			Дизельное топливо									
		1	FT8-3 MOBILEPAC		22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	
		2	FT8-3 MOBILEPAC		22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	
		3	FT8-3 MOBILEPAC		22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	
		4	FT8-3 MOBILEPAC		22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	
		5	FT8-3 MOBILEPAC		22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	
		6	FT8-3 MOBILEPAC		22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	
Установленная мощность, всего					135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	
СЭС Николаевка (Юпитер-Орион-Капелла)													
Капелла Солар	ООО «КАПЕЛЛА СОЛАР»	–	Солнечные агрегаты	–	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	Уточнение 01.11.2024
Юпитер Солар	ООО «ЮПИТЕР СОЛАР»	–	Солнечные агрегаты		24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	Уточнение 01.11.2024
Орион Солар	ООО «ОРИОН СОЛАР»	–	Солнечные агрегаты		24,3	24,3	24,3	24,3	24,3	24,3	24,3	24,3	
Установленная мощность, всего					69,7	69,7	69,7	69,7	69,7	69,7	69,7	69,7	
Таврическая ТЭС	ООО «ВО «Технопромэкспорт»			Газ, дизельное топливо									
		1	ПГУ		245,5	245,5	245,5	245,5	245,5	245,5	245,5	245,5	
		2	ПГУ		244,7	244,7	244,7	244,7	244,7	244,7	244,7	244,7	
		3	ПГУ						250,0	250,0	250,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.	
Установленная мощность, всего					490,2	490,2	490,2	490,2	490,2	740,2	740,2	740,2	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

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

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

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
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	–	Распоряжение Правительства РФ от 24.06.2023 № 1653-р	3285,84	3285,84
2	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Тамань-Кафа №3 на ПС 220 кВ Газовая ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	2×2	–	–	–	4	–	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	Распоряжение Правительства РФ от 24.06.2023 № 1653-р	6,75	0,00
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	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⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
5	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 220 кВ Марьяновка с заменой трансформаторов Т-2 220/35/10 кВ и Т-4 220/35/10 кВ мощностью 20 МВА каждый на один трансформатор 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	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	450,64	450,64
6	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 220 кВ Феодосийская с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	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	259,29	259,29
7	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС ПС-10 и ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алушка с отпайкой на ПС ПС-10 на участке от ПС 330 кВ Севастополь до ПС 110 кВ ПС-10 с реконструкцией ПС 330 кВ Севастополь для подключения новых ЛЭП 110 кВ (без вывода из работы существующих ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10 и ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10)	АО «Крымэнерго»	110	км	2×23,23	–	–	–	–	–	–	46,46	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1832,86	1739,19

№ 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 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
8	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС ПС-10 с заходом на ПС 110 кВ Заря и ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алушка с отпайкой на ПС ПС-10 на участке от ПС 110 кВ ПС-10 до ПС 110 кВ Заря с переводом электроснабжения ПС 110 кВ ПС-10 от ВЛ 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС 10 и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10	АО «Крымэнерго»	110	км	2×25,525	–	–	–	–	–	–	51,05	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1689,58	1613,47
	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС ПС-10 с заходом на ПС 110 кВ Заря и ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алушка с отпайкой на ПС ПС-10 на участке от ПС 110 кВ ПС-10 до ПС 110 кВ Заря с переводом электроснабжения ПС 110 кВ ПС-10 от ВЛ 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС 10 и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10	АО «Крымэнерго»	110	км	2×0,204	–	–	–	–	–	–	0,408				
9	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алушка с отпайкой на ПС ПС-10 с заходом на ПС 110 кВ Алушка и ЛЭП 110 кВ Гаспра – Заря на участке от ПС 110 кВ Заря до ПС 110 кВ Алушка с заходами на ПС 110 кВ Заря с переводом электроснабжения ПС 110 кВ ПС-10 от ВЛ 110 кВ Севастополь – Алушка с отпайкой на ПС 110 кВ ПС-10, демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Алушка – Заря и выводом из работы существующей ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10	АО «Крымэнерго»	110	км	2×10,705	–	–	–	–	–	–	21,41	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1809,51	1737,22
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	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	997,52	759,83
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

№ 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 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
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	905,84	881,73
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 25 МВА каждый	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1570,87	1008,68

№ 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 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
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	644,93
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				
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 25 МВА каждый	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1097,86	715,53
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

№ 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 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
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	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	913,33	882,18
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	–	–	–	–	–	–	19,01	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	760,29	724,71
21	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Артек с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	978,748	25,4
22	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ЛЭП 110 кВ Артек – Массандра с заходом на ПС 110 кВ Артек и ЛЭП 110 кВ Гурзуф – Шарха на участке от ПС 110 кВ Гурзуф до ПС 110 кВ Артек с заходом на ПС 110 кВ Гурзуф и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Артек – Гурзуф	АО «Крымэнерго»	110	км	3,505	–	–	–	–	–	–	3,505	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	296,55	282,67
	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ЛЭП 110 кВ Артек – Массандра с заходом на ПС 110 кВ Артек и ЛЭП 110 кВ Гурзуф – Шарха на участке от ПС 110 кВ Гурзуф до ПС 110 кВ Артек с заходом на ПС 110 кВ Гурзуф и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Артек – Гурзуф	АО «Крымэнерго»	110	км	3,288	–	–	–	–	–	–	3,288				

№ 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 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
23	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Шарха с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1017,4	982,48
24	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
25	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Алушта с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1416,6	972,1

№ 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 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
26	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ЛЭП 110 кВ Алушта – Артек с заходом на ПС 110 кВ Алушта и ЛЭП 110 кВ Лучистое – Шарха на участке от ПС 110 кВ Шарха до ПС 110 кВ Алушта с заходом на ПС 110 кВ Шарха и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Алушта – Шарха	АО «Крымэнерго»	110	км	10,746	–	–	–	–	–	–	10,75	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	829,83	790,99
	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым		АО «Крымэнерго»	110	км	8,108	–	–	–	–	–	–	8,108				
27	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Лучистое с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1376,44	34,08
28	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ВЛ 110 кВ Алушта – Аянская с отпайкой на ПС Перевальное с устройством захода данной ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Лучистое и строительство ЛЭП 110 кВ Лучистое – Шарха на участке от ПС 110 кВ Алушта до ПС 110 кВ Лучистое с заходом на ПС 110 кВ Лучистое	АО «Крымэнерго»	110	км	5,653	–	–	–	–	–	–	5,653	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	661,91	634,8
	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым		АО «Крымэнерго»	110	км	8,269	–	–	–	–	–	–	8,269				
29	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ЛЭП 110 кВ Алушта – Лучистое с демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Алушта – Лучистое	АО «Крымэнерго»	110	км	10,287	–	–	–	–	–	–	10,29	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	787,91	751,43

№ 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 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
30	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Феодосийская – Старый Крым с отпайками на ПС 220 кВ Кафа ориентировочной протяженностью 6,5 км каждый	АО «Крымэнерго»	110	км	2×6,5	–	–	–	–	–	–	13	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1039,72	0,00
31	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Феодосийская – Восход с отпайками на ПС 220 кВ Кафа ориентировочной протяженностью 6,3 км каждый	АО «Крымэнерго»	110	км	2×6,3	–	–	–	–	–	–	12,6	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		
32	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ВЛ 110 кВ Феодосийская – Старый Крым с отпайками ориентировочной протяженностью 22,335 км с увеличением пропускной способности	АО «Крымэнерго»	110	км	22,335	–	–	–	–	–	–	22,34	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		
33	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ВЛ 110 кВ Феодосийская – Восход с отпайками ориентировочной протяженностью 4,135 км с увеличением пропускной способности	АО «Крымэнерго»	110	км	4,135	–	–	–	–	–	–	4,135	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
34	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 35 кВ Вилино с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью 4 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	2051,55	2051,55
35	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Жаворонки – Николаевская до ПС 110 кВ Вилино ориентировочной протяженностью 17 км	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	17	–	–	–	–	–	–	17	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности		

№ 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 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
36	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	– ³⁾	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	3208,39	3208,39
37	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	– ³⁾	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	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 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
38	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 35 кВ Трудовое с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	– 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	70,00	70,00
39	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	– 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		
40	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Белогорск с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2025	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1210,03	1210,03

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
41	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Завокзальная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	448,98	448,98
42	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Капсель с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	345,29	345,29
43	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	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	276,16	276,16

№ 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 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
44	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	223,94	223,94
45	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	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	128,91	128,91
46	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	448,98	448,98

№ 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 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
47	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	204,22	204,22
48	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	345,29	345,29
49	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Саки с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	553,66	553,66

№ 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 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
50	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	137,55	137,55
51	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Центральная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40,5 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	553,66	553,66
52	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	–	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	519,7	519,7

№ 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 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
53	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 2,5 МВА	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	–	1×2,5	–	–	–	–	–	2,5	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	120,26	120,26
54	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	448,98	448,98
55	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	276,16	276,16

№ 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 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
56	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Судак с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	448,98	448,98
57	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	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	79,88	79,88
58	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	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	63,8	63,8

№ 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 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
59	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	12,87	12,87

Примечания

1¹⁾ Необходимый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки проекта схемы и программы развития электроэнергетических систем России (далее – 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 периоде, предшествующем 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.

2²⁾ 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.

3³⁾ 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.