

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА РЕСПУБЛИКИ КРЫМ И Г. СЕВАСТОПОЛЯ

КНИГА 2

ГОРОД СЕВАСТОПОЛЬ

СОДЕРЖАНИЕ

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	8
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период	9
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	14
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	14
2.1.1 Севастопольский энергорайон	14
2.1.2 Энергорайон № 2. Энергорайон ЮБК (Южный берег Крыма)	16
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	20
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	20
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	29
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	43
2.2.4 Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций	43
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	43
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	43
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	44
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы	45
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	45
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	47
3.3	Прогноз потребления мощности	48
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	50
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы	52
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше	52
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 г. Севастополя	54
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	56
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	56
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети	58
5.1	Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки электрической сети, осуществляющей электроснабжение микрорайона Фиолент	59
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию	64
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	66
7.1	Основные подходы	66
7.2	Исходные допущения	67
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства	70
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	71
7.4	Оценка чувствительности экономических условий	73

ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	75
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	76
ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к строительству, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	78
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.....	79

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АТ	–	автотрансформатор
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВМ; МВ	–	масляный выключатель
ВН	–	высокое напряжение
ВЧЗ	–	высокочастотный заградитель
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ЗРУ	–	закрытое распределительное устройство
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
ЛР	–	линейный разъединитель
ЛЭП	–	линия электропередачи
МГТЭС	–	мобильная газотурбинная электрическая станция
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
ОДЗ	–	область допустимых значений
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РБУ	–	режимно-балансовые условия
РДУ	–	филиал АО «СО ЕЭС» региональное диспетчерское управление
РЗ	–	релейная защита
РП	–	(электрический) распределительный пункт
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СиПР	–	Схема и программа развития
СН	–	среднее напряжение
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы

Средний единый (котловой) тариф	–	средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия
СЭС	–	солнечная электростанция
T	–	трансформатор
TНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТТ	–	трансформатор тока
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ФАС России	–	Федеральная антимонопольная служба
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
$S_{\text{длн}}$	–	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 2026–2031 годы» состоит из двух книг:

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

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя на территории г. Севастополя за период 2020–2024 годов. За отчетный принимается 2024 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, а также отдельно на территории г. Севастополя на каждый год перспективного периода (2026–2031 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2031 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя на территории г. Севастополя на период до 2031 года, в том числе рассмотрены:

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

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

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

1 Описание энергосистемы

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

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

– ГУП РК «Крымэнерго» – предприятие, осуществляющее функции управления, передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–10–35–110–220–330 кВ на территории Республики Крым, а также являющееся гарантирующим поставщиком электрической энергии;

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

– 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

На территории г. Севастополя крупные потребители электрической энергии отсутствуют.

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории г. Севастополя, на 01.01.2025 составила 662,1 МВт, в том числе: ТЭС – 659,1 МВт, СЭС – 3,0 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 1 и на рисунке 1.

Таблица 1 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории г. Севастополя, МВт

Наименование	На 01.01.2024	Изменение мощности				На 01.01.2025
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	662,1	–	–	–	–	662,1
ТЭС	659,1	–	–	–	–	659,1
СЭС	3,0	–	–	–	–	3,0

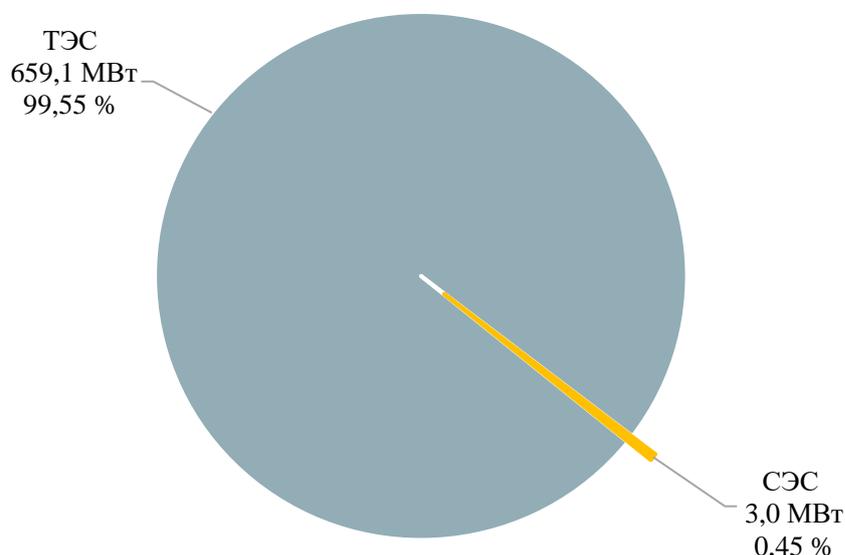


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории г. Севастополя, по состоянию на 01.01.2025

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории г. Севастополя, в 2024 году составило 3416,4 млн кВт·ч, в том числе: на ТЭС – 3413,4 млн кВт·ч, СЭС – 3,0 млн кВт·ч.

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

Таблица 2 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории г. Севастополя за период 2020–2024 годов, млн кВт·ч

Наименование	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Производство электрической энергии	2679,9	2941,8	2996,0	3248,3	3416,4
ТЭС	2676,8	2939,0	2993,2	3245,4	3413,4
СЭС	3,1	2,8	2,9	2,9	3,0

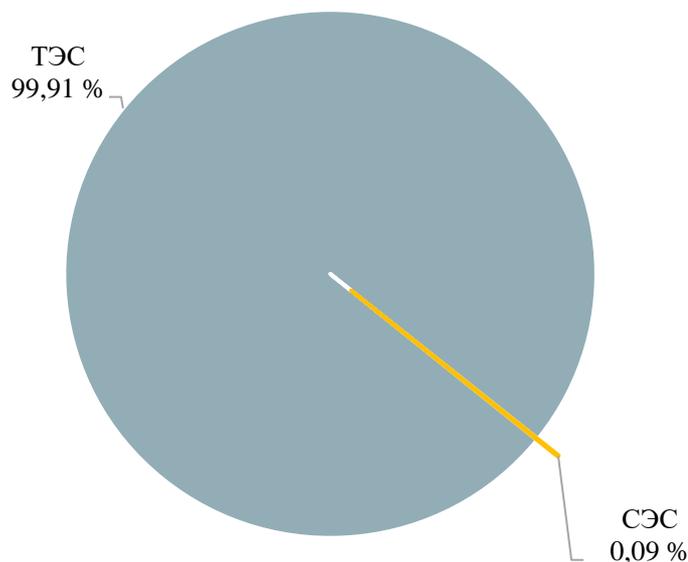


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории г. Севастополя, в 2024 году

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

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

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

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
<i>Энергосистема Республики Крым и г. Севастополя</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	7921	8762	8859	8827	9297
Годовой темп прироста, %	0,99	10,62	1,11	-0,36	5,32
Максимум потребления мощности, МВт	1434	1587	1623	1663	1646
Годовой темп прироста, %	5,67	10,68	2,27	2,46	-1,02
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5524	5521	5458	5308	5648

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	23.12 10:00	24.12 10:00	26.01 10:00	10.02 10:00	13.01 11:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-1,9	-2,3	-5,4	-5,0	-7,3
Максимум потребления мощности (лето) МВт	1264	1436	1333	1413	1602
<i>г. Севастополь</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	1553	1703	1743	1726	1812
Годовой темп прироста, %	2,04	9,66	2,36	-0,98	4,98
Доля потребления электрической энергии г. Севастополя в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя, %	19,6	19,4	19,7	19,6	19,5
Потребление мощности на час прохождения максимума энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, МВт	297	331	334	329	329
Годовой темп прироста, %	6,45	11,45	0,91	-1,50	0,00
Доля потребления мощности г. Севастополя в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя, %	20,7	20,9	20,6	19,8	19,9
Число часов использования потребления мощности, ч/год	5228	5144	5219	5246	5508
Максимум потребления мощности (лето) МВт	259	294	279	298	313

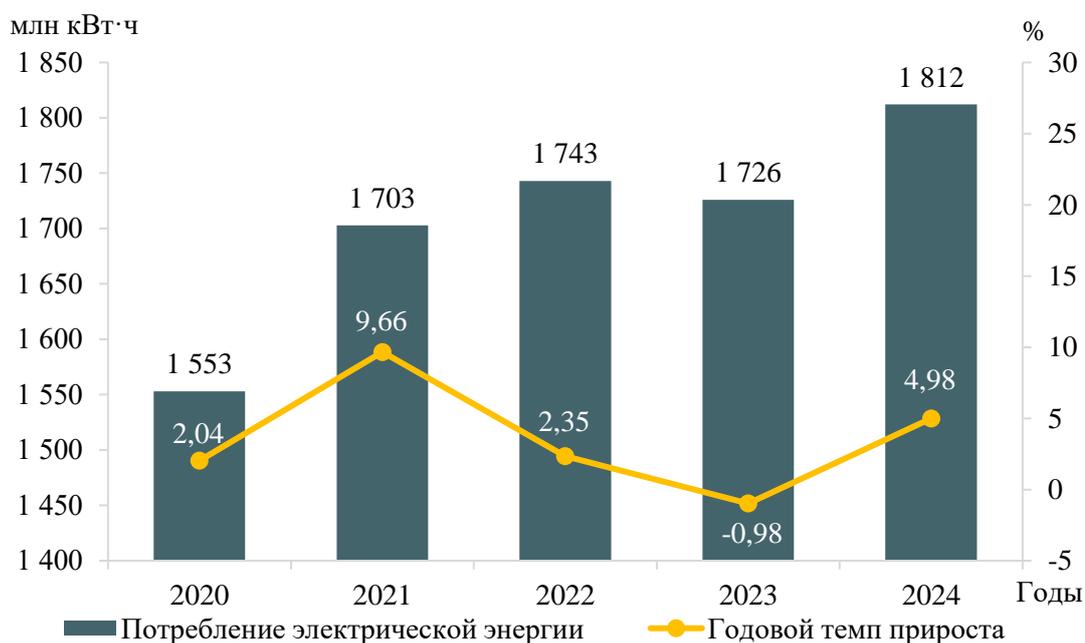


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии по территории г. Севастополя и годовые темпы прироста



Рисунок 4 – Потребление мощности г. Севастополя и годовые темпы прироста

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

За период 2020–2024 годов максимум потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя вырос на 289 МВт и составил 1646 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 3,94 %. Годовой максимум весь отчетный период фиксировался только в утренние часы.

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

Наибольший годовой темп прироста мощности составил 10,68 % в 2021 году, снижение – составило 1,02 % в 2024 году.

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии г. Севастополя увеличилось на 290 млн кВт·ч и составило 1812 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 3,55 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 9,66 % в 2021 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2023 году и составило 0,98 %.

Доля г. Севастополя в суммарном потреблении электрической энергии энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя в ретроспективный период незначительно снизилась с 19,6 % в 2020 году до 19,5 % в 2024 году.

За период 2020–2024 годов потребление мощности г. Севастополя выросло на 51 МВт и составило 329 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 3,41 %.

Наибольший годовой темп прироста мощности составил 11,45 % в 2021 году, наибольшее годовое снижение темпа прироста – 1,50 % в 2023 году.

Доля г. Севастополя в потреблении мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя в ретроспективный период изменялась в диапазоне 19,8–20,9 %.

Годовой режим потребления электрической энергии г. Севастополя значительно менее плотный, чем годовой режим энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя в целом на 15–100 ч/год.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя был зафиксирован в 2023 году в размере 1663 МВт. По территории г. Севастополя – в 2022 году в размере 334 МВт.

В течение ретроспективного периода динамика изменения потребления электрической энергии и мощности энергосистемы г. Севастополя обуславливалась следующими факторами:

- ростом потребления в сфере услуг и населением;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- увеличением потребления на собственные нужды электростанций за счет ввода Балаклавской ТЭС.

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 г. Севастополя отсутствуют. Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории г. Севастополя приведен в таблице 4.

Таблица 4 – Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Установка трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ ПС-4	ООО «Севастопольэнерго»	2023	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 г. Севастополя к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относится:

– Севастопольский энергорайон, который содержит энергообъекты ООО «Севастопольэнерго», ГУП РК «Крымэнерго», ФГУП 102 ПЭС Минобороны России, ФГУП «КЖД», филиала ООО «ВО «Технопромэкспорт» в г. Севастополе, АО «СЕВЭНЕРГОТЕХ», основные из которых: ПС 330 кВ Севастополь, Севастопольская ТЭЦ, Севастопольская МГТЭС, ПС 110 кВ ПС-2, ПС 110 кВ ПС-5, ПС 110 кВ ПС-4, ПС 110 кВ ПС-6, ПС 110 кВ ПС-11, ПС 110 кВ ПС-12, ПС 110 кВ ПС-15, ПС 110 кВ ПС-16, ПС 110 кВ ПС-17, ПС 110 кВ ПС-20, ПС 110 кВ Омега, Балаклавская ТЭС.

Также территорию г. Севастополя захватывает энергорайон ЮБК (Южный берег Крыма), характеризующийся рисками ввода ГАО.

2.1.1 Севастопольский энергорайон

В таблице 5 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Севастопольском энергорайоне.

Таблица 5 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий Севастопольского 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 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь № 1 и КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь № 2, токовая нагрузка АТ-1 ПС 330 кВ Севастополь (обмотка СН) превышает ДДТН на величину до 18,3 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 39 МВт</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Строительство ПС 330 кВ Мускатная с двумя автотрансформаторами 330/110 кВ мощностью 125 МВА каждый. 2. Строительство заходов КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Симферопольская на ПС 330 кВ Мускатная ориентировочной протяженностью 7,5 км каждый. 3. Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Мускатная – Капитанская I (II) цепь ориентировочной протяженностью 8 км 	<p>Отсутствуют</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Строительство ПС 330 кВ Мускатная с двумя автотрансформаторами 330/110 кВ мощностью 125 МВА каждый. 2. Строительство заходов КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Симферопольская на ПС 330 кВ Мускатная ориентировочной протяженностью 7,5 км каждый. 3. Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Мускатная – Капитанская I (II) цепь ориентировочной протяженностью 8 км
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в нормальной схеме при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – Севастополь правая (ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – Севастополь левая), токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – Севастополь левая (ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – Севастополь правая) превышает АДТН на величину до 22,7 %, токовая нагрузка ошиновки ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – Севастополь левая (ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – Севастополь правая) на Севастопольской ТЭЦ превышает АДТН на величину до 22,7 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 33,4 МВт</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Мускатная – Капитанская I (II) цепь ориентировочной протяженностью 8 км. 2. Создание устройств РЗ (основных защит) на ПС 110 кВ ПС-12: <ul style="list-style-type: none"> – ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-12 с отпайкой на ПС-2; – ВЛ 110 кВ ПС-12 – Мекензиевы Горы; 3. Создание устройств РЗ (основных защит) на ПС 330 кВ Севастополь: <ul style="list-style-type: none"> – ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-12 с отпайкой на ПС-2. 4. Создание устройств РЗ (основных защит) на Севастопольской ТЭЦ: <ul style="list-style-type: none"> – ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-12 с отпайкой на ПС-2 	<p>Отсутствуют</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Мускатная – Капитанская I (II) цепь ориентировочной протяженностью 8 км. 2. Создание устройств РЗ (основных защит) на ПС 110 кВ ПС-12: <ul style="list-style-type: none"> – ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-12 с отпайкой на ПС-2; – ВЛ 110 кВ ПС-12 – Мекензиевы Горы; 3. Создание устройств РЗ (основных защит) на ПС 330 кВ Севастополь: <ul style="list-style-type: none"> – ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-12 с отпайкой на ПС-2. 4. Создание устройств РЗ (основных защит) на Севастопольской ТЭЦ: <ul style="list-style-type: none"> – ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-12 с отпайкой на ПС-2
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме¹⁾, связанной с отключением 3 С 110 кВ ПС 110 кВ ПС-11 и МВ 110 ПС-11 на Севастопольской ТЭЦ, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-20 превышает ДДТН на величину до 14,4 %, токовая нагрузка ошиновки ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-20 на ПС 330 кВ Севастополь превышает ДДТН на величину до 14,4 %, токовая нагрузка ошиновки ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-20 на ПС 110 кВ ПС-20 превышает ДДТН на величину до 14,4 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 15 МВт</p>	<p>Реконструкция ПС 110 кВ ПС-11 с установкой секционного выключателя 110 кВ</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Реконструкция ПС 110 кВ ПС-11 с установкой секционного выключателя 110 кВ</p>

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. Энергорайон ЮБК (Южный берег Крыма)

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

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

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

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 109,3 %, токовая нагрузка ошиновки ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10 на ПС 110 кВ ПС-10 превышает ДДТН на величину до 87,9 %, токовая нагрузка СМВ 110 ПС 110 кВ ПС-10 превышает ДДТН на величину до 19,8 %, токовая нагрузка ВЧЗ 110 ПС-10 на ПС 330 кВ Севастополь превышает ДДТН на величину до 17,5 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10 превышает ДДТН на величину до 89 %, токовая нагрузка ошиновки ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10 на ПС 110 кВ ПС-10 превышает ДДТН на величину до 69,9 %, токовая нагрузка СМВ 110 ПС 110 кВ Заря превышает ДДТН на величину до 8,3 %, токовая нагрузка ЛР 110 Заря на ПС 110 кВ ПС-10 превышает ДДТН на величину до 6,2 %, токовая нагрузка ТТ 110 Заря ПС 110 кВ ПС-10 превышает ДДТН на величину до 62,5 %, токовая нагрузка ВЧЗ 110 ПС-10 на ПС 110 кВ Заря превышает ДДТН на величину до 6,2 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Алушка – Заря превышает ДДТН на величину до 70,9 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Гаспра – Алушка превышает ДДТН на величину до 55,7 %, токовая нагрузка ошиновки ВЛ 110 кВ Гаспра – Алушка на ПС 110 кВ Гаспра превышает ДДТН на величину до 55,7 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Ялта – Гаспра превышает ДДТН на величину до 37,9 %, токовая нагрузка ошиновки ВЛ 110 кВ Ялта – Гаспра на ПС 110 кВ Гаспра превышает ДДТН на величину до 37,9 %, токовая нагрузка ошиновки ВЛ 110 кВ Ялта – Гаспра на ПС 110 кВ Ялта превышает ДДТН на величину до 37,9 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Старый Крым – Судак с отпайкой на ПС Капсель превышает ДДТН на величину до 46,6 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Веселое – Судак с отпайкой на ПС Капсель превышает ДДТН на величину до 28,1 %, токовая нагрузка ТТ 110 Судак на ПС 110 кВ Веселое превышает ДДТН на величину до 28,1 %, токовая нагрузка ошиновки ВЛ 110 кВ Веселое – Судак с отпайкой на ПС Капсель на ПС 110 кВ Веселое превышает ДДТН на величину до 0,3 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Морское – Веселое превышает ДДТН на величину до 10,8 %, токовая нагрузка ТТ 110 СМВ на ПС 110 кВ Веселое превышает ДДТН на величину до 10,8 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Приветное – Морское превышает ДДТН на величину до 3,7 %, токовая нагрузка ТТ 110 Приветное на ПС 110 кВ Морское превышает ДДТН на величину до 3,7 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы 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> <p>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).</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>4. Этап 6. Реконструкция ПС 110 кВ Гаспра.</p> <p>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.</p> <p>6. Этап 8. Реконструкция ПС 110 кВ Ялта.</p> <p>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.</p> <p>8. Этап 10. Реконструкция ПС 110 кВ Дарсан.</p> <p>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>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Строительство транзита 110 кВ Севастопольская – Ялта – Лучистое в двухцепном исполнении (1–24 этапы):</p> <p>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).</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>4. Этап 6. Реконструкция ПС 110 кВ Гаспра.</p> <p>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.</p> <p>6. Этап 8. Реконструкция ПС 110 кВ Ялта.</p> <p>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.</p> <p>8. Этап 10. Реконструкция ПС 110 кВ Дарсан.</p> <p>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>

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 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>16. Этап 18. Реконструкция ПС 110 кВ Шарха.</p> <p>17. Этап 19. Строительство ЛЭП 110 кВ Гурзуф – Шарха с заходом на ПС 110 кВ Шарха и ЛЭП 110 кВ Алушта – Артек на участке от ПС 110 кВ Артек до ПС 110 кВ Шарха с заходом на ПС 110 кВ Артек и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Шарха – Артек.</p> <p>18. Этап 20. Реконструкция ПС 110 кВ Алушта.</p> <p>19. Этап 21. Строительство ЛЭП 110 кВ Алушта – Артек с заходом на ПС 110 кВ Алушта и ЛЭП 110 кВ Лучистое – Шарха на участке от ПС 110 кВ Шарха до ПС 110 кВ Алушта с заходом на ПС 110 кВ Шарха и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Алушта – Шарха.</p> <p>20. Этап 23. Реконструкция ВЛ 110 кВ Алушта – Аянская с отпайкой на ПС Перевальное с устройством захода данной ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Лучистое и строительство ЛЭП 110 кВ Лучистое – Шарха на участке от ПС 110 кВ Алушта до ПС 110 кВ Лучистое с заходом на ПС 110 кВ Лучистое.</p> <p>21. Этап 24. Строительство ЛЭП 110 кВ Алушта – Лучистое с демонтажом</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 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>16. Этап 18. Реконструкция ПС 110 кВ Шарха.</p> <p>17. Этап 19. Строительство ЛЭП 110 кВ Гурзуф – Шарха с заходом на ПС 110 кВ Шарха и ЛЭП 110 кВ Алушта – Артек на участке от ПС 110 кВ Артек до ПС 110 кВ Шарха с заходом на ПС 110 кВ Артек и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Шарха – Артек.</p> <p>18. Этап 20. Реконструкция ПС 110 кВ Алушта.</p> <p>19. Этап 21. Строительство ЛЭП 110 кВ Алушта – Артек с заходом на ПС 110 кВ Алушта и ЛЭП 110 кВ Лучистое – Шарха на участке от ПС 110 кВ Шарха до ПС 110 кВ Алушта с заходом на ПС 110 кВ Шарха и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Алушта – Шарха.</p> <p>20. Этап 23. Реконструкция ВЛ 110 кВ Алушта – Аянская с отпайкой на ПС Перевальное с устройством захода данной ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Лучистое и строительство ЛЭП 110 кВ Лучистое – Шарха на участке от ПС 110 кВ Алушта до ПС 110 кВ Лучистое с заходом на ПС 110 кВ Лучистое.</p> <p>21. Этап 24. Строительство ЛЭП 110 кВ Алушта – Лучистое с демонтажом</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)
	существующей ВЛ 110 кВ Алушта – Лучистое		существующей ВЛ 110 кВ Алушта – Лучистое

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

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

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

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

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера и (или) иного замера. В таблице 7 представлены данные по ТНВ в дни контрольных и (или) иных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 7 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2020	16.12.2020	3,1
	17.06.2020	22,3
2021	15.12.2021	5,7
	16.06.2021	18,9
2022	21.12.2022	2,6
	15.06.2022	21,3
2023	20.12.2023	10,5
	21.06.2023	22,0
	09.02.2023 ¹⁾	-1,2
2024	18.12.2024	10,7
	19.06.2024	25,1
	31.01.2024 ¹⁾	5,0
	17.07.2024 ¹⁾	35,6

Примечание – ¹⁾ Приведена температура в день иного замера.

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

– для 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 наиболее мощного трансформатора на подстанции.

2.2.1.1 ООО «Севастопольэнерго»

Рассмотрены предложения ООО «Севастопольэнерго» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 8 представлены данные замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 9 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов, в таблице 10 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 8 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ ПС-5	110/35/6	T-1	115/6,3/6,3	25	12,40	11,90	11,60	20,11 ¹⁾	19,61 ¹⁾	10,10	11,90	10,30	9,76	13,63 ¹⁾	0
			T-2	115/6,3/6,3	25	15,70	17,10	20,00	21,71 ¹⁾	20,87 ¹⁾	11,80	11,90	12,10	11,24	20,10 ¹⁾	
			T-3	115/38,5/6,3	16	7,20	8,30	5,00	0,01 ¹⁾	0,01 ¹⁾	5,80	6,00	5,70	5,38	7,56 ¹⁾	
2	ПС 110 кВ ПС-10	110/10	T-1	115/11	10	6,64	8,60	8,85	8,07 ¹⁾	9,00 ¹⁾	3,40	4,50	7,70	2,37	6,46 ¹⁾	0
			T-2	115/11	10	4,10	3,40	5,72	7,23 ¹⁾	7,02 ¹⁾	2,60	3,00	2,60	3,51	5,20 ¹⁾	
3	ПС 110 кВ ПС-11	110/6	T-1	115/6,6/6,6	25	18,84	17,40	17,58	20,53 ¹⁾	20,13 ¹⁾	13,70	10,80	13,80	12,35	19,97 ¹⁾	0
			T-2	115/6,6/6,6	25	16,46	16,58	19,87	19,15 ¹⁾	18,47 ¹⁾	10,20	11,40	16,80	10,13	17,31 ¹⁾	
4	ПС 110 кВ ПС-15	110/6	T-1	115/6,3/6,3	25	9,83	12,03	11,55	13,67 ¹⁾	11,10 ¹⁾	9,60	9,20	8,20	5,83	10,39 ¹⁾	0
			T-2	115/6,3/6,3	25	15,78	11,17	13,88	15,76 ¹⁾	16,70 ¹⁾	10,50	9,40	11,80	10,95	17,41 ¹⁾	
5	ПС 110 кВ ПС-17	110/6	T-1	115/6,3	15	6,30	6,00	7,60	9,12 ¹⁾	8,98 ¹⁾	5,40	4,30	5,10	0,00	9,17 ¹⁾	0
			T-2	115/6,3	16	6,20	7,60	9,43	9,91 ¹⁾	10,16 ¹⁾	3,20	3,80	4,60	10,03	7,25 ¹⁾	

Примечание – ¹⁾ Приведена фактическая нагрузка трансформатора в день иного замера.

Таблица 9 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ ПС-5	T-1	ТРДН-25000/110-66	1974	77	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТРДН-25000/110-66	1975	79	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-3	ТДТН-16000-110-66	1972	81	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ ПС-10	T-1	ТДН-10000/110	1967	73	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-10000/110-У1	1989	90	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ ПС-11	T-1	ТРДН-25000/110 У1	2003	87	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТРДН-25000/110 У1	2008	80	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
4	ПС 110 кВ ПС-15	T-1	ТРДН-25000/110-76У1	1996	80	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТРДН-25000/110-76У1	2017	88	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
5	ПС 110 кВ ПС-17	T-1	ТДН-15000-110	1968	86	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000-110	1977	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 10 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ ПС-5	2023 / зима ¹⁾	41,83	ПС 110 кВ ПС-5	ФГУП «102 ПЭС» Минобороны России	01.12.2021	25021-2269	2026	2,448	1,066	6	0,734	42,94	42,94	42,94	42,94	42,94	42,94
				ТУ для ТП менее 670 кВт		2026	3,611	0,670	0,22–0,4	0,294								
2	ПС 110 кВ ПС-10	2024 / зима ¹⁾	16,02	ПС 110 кВ ПС-10	ООО «СКК «БАЙДАРСКИЙ»	17.12.2024	25024-3439	2025	0,450	0,030	0,4	0,378	16,84	17,38	17,38	17,38	17,38	17,38
				ПС 110 кВ ПС-10	ООО «СКК «БАЙДАРСКИЙ»	17.12.2024	25024-3439	2027	1,000	0,450	0,4	0,495						
				ТУ для ТП менее 670 кВт		2026	3,529	0,138	0,22–0,4	0,339								
				ТУ для ТП менее 670 кВт		2026	0,450	0	10	0,045								
3	ПС 110 кВ ПС-11	2023 / зима ¹⁾	39,68	ПС 110 кВ ПС-11	Фонд «Национальное Культурное Наследие»	06.03.2024	25023-2592	2026	1,214	0	0,4	0,607	41,06	41,06	41,06	41,06	41,06	41,06
				ПС 110 кВ ПС-11	Многоотраслевое Предприятие «Универсал»	18.04.2024	25024-1129	2026	1,491	0,991	0,4	0,200						
				ТУ для ТП менее 670 кВт		2026	5,067	0,429	0,22–0,4	0,464								
				ТУ для ТП менее 670 кВт		2026	0,150	0,075	6	0,008								
4	ПС 110 кВ ПС-15	2023 / зима ¹⁾	29,43	ПС 110 кВ ПС-15				2026	3,579	0,438	0,22–0,4	0,314	29,79	29,79	29,79	29,79	29,79	29,79
				ТУ для ТП менее 670 кВт		2026	0,250	0,050	6	0,020								

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
5	ПС 110 кВ ПС-17	2024 / зима ¹⁾	19,14	ПС 110 кВ ПС-17				2026	3,664	0,589	0,22-0,4	0,308	19,48	19,48	19,48	19,48	19,48	19,48
				ПС 110 кВ ПС-17					ТУ для ТП менее 670 кВт	0,160	0,090	6						

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

ПС 110 кВ ПС-5.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (09.02.2023) и составила 41,83 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов Т-1 или Т-2, при условии отсутствия перевода части нагрузки на Т-3, нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 44,7 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -1,2 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,156.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,32 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 1,11 МВА).

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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}1+2} = 41,82 + 1,11 + 0 - 0 = 42,93 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}3} = 0,01 + 1,11 + 0 - 0 = 1,12 \text{ МВА},$$

где 41,82 МВА – нагрузка Т-1 и Т-2 за иной замер 2023 года;

0,01 МВА – нагрузка Т-3 за иной замер 2023 года;

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 ПС-5, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), при условии отсутствия перевода части нагрузки на Т-3, превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 48,55 % при этом нагрузка Т-3 составляет всего 0,06 %.

С учетом того, что на ПС 110 кВ ПС-5 установлено три трансформатора: Т-1 и Т-2 мощностью 25 МВА каждый с расщепленными обмотками, а также Т-3 мощностью 16 МВА, нагрузка которого составляет всего 0,06 %, т. е. имеется возможность нести дополнительную нагрузку в объеме 17,38 МВА (18,486 МВА в

случае присоединения новых потребителей к ЗРУ 6 кВ ПС-5), предлагается в ПАР отключения одного из трансформаторов Т-1 или Т-2 рассмотреть вопрос перераспределения мощности в объеме 14,03 МВА по КЛ 6 кВ, соединяющих ЗРУ 6 кВ РП-105 и ЗРУ 6 кВ ПС-5.

ПС 110 кВ ПС-10.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (31.01.2024) и составила 16,02 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 43,7 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +5,0 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,115.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,811 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 1,355 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 16,02 + 1,355 + 0 - 0 = 17,38 \text{ МВА.}$$

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 $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ ПС-10, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 55,9 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ПС-10 ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ ПС-10 расчетный объем ГАО составит 6,23 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 17,38 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 2×10 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ООО «Севастопольэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ ПС-11.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (09.02.2023) и составила 39,68 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 27 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -1,2 °С и при режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,427 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 1,378 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 39,68 + 1,378 + 0 - 0 = 41,06 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ ПС-11, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 31,4 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ПС-11 ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ ПС-11 расчетный объем ГАО составит 9,81 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 41,06 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 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), – ООО «Севастопольэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ ПС-15.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (09.02.2023) и составила 29,43 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 94,2 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -1,2 °С и при режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,341 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,354 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 29,43 + 0,354 + 0 - 0 = 29,784 \text{ МВА.}$$

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 ПС-15, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 95,3 % от $S_{\text{ддн}}$.

Последующие расчеты выполнены для наиболее критических условий работы трансформаторов в период высоких температур, а именно для фактической максимальной нагрузки за отчетный летний период, выявленной в иной замер 2024 года (17.07.2024) и составившей 27,8 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает величину до 0,1 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 35,6 \text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,111.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 27,8 + 0,354 + 0 - 0 = 28,15 \text{ МВА.}$$

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 ПС-15, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 1,4 % от $S_{\text{ддн}}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ПС-15 ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ ПС-11 расчетный объем ГАО составит 0,6 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ ПС-17.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (31.01.2024) и составила 19,14 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 14,4 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 7,3 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +5,0 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,115.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,145 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,34 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 19,14 + 0,33 + 0 - 0 = 19,48 \text{ МВА.}$$

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 ПС-17, оставшегося в работе после отключения Т-2, на величину до 16,5 %.

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ ПС-17, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, на величину до 9,2 %.

Последующие расчеты выполнены для наиболее критических условий работы трансформаторов в период высоких температур, а именно для фактической максимальной нагрузки за отчетный летний период, выявленной в иной замер 2024 года (17.07.2024) и составившей 16,42 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 27,3 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 19,3 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +35,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 16,42 + 0,34 + 0 - 0 = 16,76 \text{ МВА.}$$

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 ПС-17, оставшегося в работе после отключения Т-2, на величину до 29,9 %.

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ ПС-17, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, на величину до 21,8 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ПС-17 ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ ПС-17 расчетный объем ГАО составит 3,08 МВА (3,86 МВА).

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 16,76 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 мощностью 15 МВА и Т-2 мощностью 16 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ООО «Севастопольэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

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

2.2.2.1 ООО «Севастопольэнерго»

Строительство новой ПС 110 кВ Фиолент для подключения новых потребителей и перевода нагрузки с ПС 35 кВ ПС-7.

Согласно данным филиала ООО «Севастопольэнерго» для электроснабжения потребителей микрорайона Фиолент предлагается строительство новой ПС 110 кВ Фиолент с трансформаторами 110/35/6 кВ 2×40 МВА и со строительством двухцепного захода ЛЭП 110 кВ до новой ПС 110 кВ Фиолент от проектируемой ЛЭП 110 кВ Севастополь – ПС-11 с отпайкой на ПС-4. При этом, с учетом решений по строительству ПС 330 кВ Muskatnaya (приведены в разделе 2.1.1) с целью дополнительной разгрузки АТ-1 ПС 330 кВ Севастополь и обеспечения подключения новых потребителей Севастопольского энергоузла предлагается подключить ПС 110 кВ Фиолент двухцепной ВЛ 110 кВ от ПС 330 кВ Muskatnaya.

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима в нормальной схеме и в послеаварийных режимах до реализации мероприятий по

развитию электрической сети, предусмотренных СиПР 2025–2030, предусматривается оперативный перевод нагрузки за счет переноса точки деления по транзиту 110 кВ Севастополь – ПС-20 – ПС-16 – ПС-15 – ПС-11 – Севастопольская ТЭЦ на ПС 110 кВ ПС-15.

В нормальной схеме произведено деление в сети 35–110 кВ:

- на ПС 110 кВ ПС-15 отключен СМВ 110 кВ;
- на ПС 110 кВ ПС-16 включен СМВ 110 кВ;
- на ПС 110 кВ ПС-12 включен СМВ 110 кВ;
- на Севастопольской ТЭЦ отключен МВ 110 ПС-12;
- на ПС 35 кВ ПС-7 отключен СР-2 35;
- на ПС 110 кВ ПС-5 включен В 35 ПС-7;
- на ПС 330 кВ Севастополь и Севастопольской ТЭЦ схема нормальная;
- нагрузка ПС 110 кВ Омега переведена по 6 кВ на Т-2 (ВЛ 110 кВ ПС-15 –

ПС-16).

В настоящее время электроснабжение микрорайона Фиолент осуществляется от ПС 35 кВ ПС-7, которая подключена по одной ВЛ 35 кВ ПС-5 – ПС-7 и ВЛ 35 кВ ПС-20 – ПС-7.

Нормальная схема соединений электрической сети 35–330 кВ рассматриваемого района представлена на рисунке 5.

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера и (или) иного замера. В таблице 11 представлены данные по ТНВ в дни контрольных и (или) иных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 11 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2020	16.12.2020	3,1
	17.06.2020	22,3
2021	15.12.2021	5,7
	16.06.2021	18,9
2022	21.12.2022	2,6
	15.06.2022	21,3
2023	20.12.2023	10,5
	21.06.2023	22,0
	09.02.2023 ¹⁾	-1,2
2024	18.12.2024	10,7
	19.06.2024	25,1
	31.01.2024 ¹⁾	5,0
	17.07.2024 ¹⁾	35,6

Примечание – ¹⁾ Приведена температура в день иного замера.

В таблице 12 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов ПС 35 кВ ПС-7 и питающих её ПС 110 кВ ПС-5 и ПС 110 кВ ПС-20.

Коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторов приняты в соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2].

В таблице 13 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов.

По существующим подстанциям 35–110 кВ ПС 35 кВ ПС-7, ПС 110 кВ ПС-5 и ПС 110 кВ ПС-20 заключены договоры технологического присоединения потребителей суммарным объемом 15,999 МВт. Нагрузка перспективных потребителей с учетом коэффициентов набора мощности приведена в таблице 14.

Таблица 12 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 35 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ ПС-5	110/35/6	T-1	115/6,3/6,3	25	12,40	11,90	11,60	20,11 ¹⁾	19,61 ¹⁾	10,10	11,90	10,30	9,76	13,63 ¹⁾	0
			T-2	115/6,3/6,3	25	15,70	17,10	20,00	21,71 ¹⁾	20,87 ¹⁾	11,80	11,90	12,10	11,24	20,10 ¹⁾	
			T-3	115/38,5/6,3	16	7,20	8,30	5,00	0,01 ¹⁾	0,01 ¹⁾	5,80	6,00	5,70	5,38	7,56 ¹⁾	
2	ПС 110 кВ ПС-20	110/35/6	T-1	115/38,5/6,6	25	0,00	0,00	0,00	0,00 ¹⁾	11,14 ¹⁾	0,00	0,00	0,00	5,78	8,41 ¹⁾	0
			T-2	115/38,5/6,6	25	6,90	8,90	9,20	11,55 ¹⁾	0,00 ¹⁾	5,30	5,40	5,10	0,00	0,00 ¹⁾	
3	ПС 35 кВ ПС-7	35/6	T-1	35/6	10	5,48	5,91	7,63	9,15 ¹⁾	8,98 ¹⁾	3,33	3,01	3,01	2,97	5,90 ¹⁾	0
			T-2	35/6	10	5,38	6,34	8,17	7,99 ¹⁾	7,09 ¹⁾	1,94	3,01	3,33	3,39	3,19 ¹⁾	

Примечание – ¹⁾ Приведена фактическая нагрузка трансформатора в день иного замера.

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

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ ПС-5	T-1	ТРДН-25000/110-66	1974	77	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТРДН-25000/110-66	1975	79	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-3	ТДТН-16000-110-66	1972	81	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ ПС-20	T-1	ТДТН-16000/110 ВМ У1	2021	77	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДН-16000/110 У1	1987	62	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 35 кВ ПС-7	T-1	ТДНС-10000	2021	92	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-2	ТДНС-10000	2021	94	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05

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

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ ПС-5	2023 / зима ¹⁾	41,83	ПС 110 кВ ПС-5	ФГУП «102 ПЭС» Минобороны России	01.12.2021	25021-2269	2026	2,448	1,066	6	0,734	42,94	42,94	42,94	42,94	42,94	42,94
				ТУ для ТП менее 670 кВт	2026	2,941	0,670	0,22–0,4	0,294									
2	ПС 110 кВ ПС-20	2023 / зима ¹⁾	11,55	ПС 110 кВ ПС-20	ФГУП «102 ПЭС» Минобороны России	22.07.2022	25022-1317	2026	2,770	2,755	6	0,002	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66
				ПС 110 кВ ПС-20	ГОРОДСКАЯ БОЛЬНИЦА № 9 ГБУЗС	28.04.2022	25022-0701	2026	1,564	1,414	0,4	0,015						
				ТУ для ТП менее 670 кВт	2026	0,745	0,061	0,4	0,081									
3	ПС 35 кВ ПС-7	2023 / зима ¹⁾	17,15	ПС 35 кВ ПС-7	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	5,381	0,556	0,22–0,4	0,482	17,67	17,67	17,67	17,67	17,67	17,67
				ТУ для ТП менее 670 кВт	2026	0,150	0,080	6	0,007									

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

ПС 35 кВ ПС-7.

Согласно данным в таблицах 12, 13, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (09.02.2023) и составила 17,15 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 63,3 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ $-1,2^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,050.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,895 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,519 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 17,15 + 0,519 + 0 - 0 = 17,67 \text{ МВА.}$$

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 ПС-7, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 68,3 % от $S_{\text{длн}}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 35 кВ ПС-7 ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 35 кВ ПС-7 расчетный объем ГАО составит 7,17 МВА.

ПС 110 кВ ПС-5.

Согласно данным в таблицах 12, 13, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (09.02.2023) и составила 41,83 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов Т-1 или Т-2, при условии отсутствия перевода части нагрузки на Т-3, нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 44,7 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-1,2^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,156.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,32 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 1,11 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}1+2} = 41,82 + 1,11 + 0 - 0 = 42,93 \text{ МВА;}$$

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}3} = 0,01 + 1,11 + 0 - 0 = 1,12 \text{ МВА},$$

где 41,82 МВА – нагрузка Т-1 и Т-2 за иной замер 2023 года;

0,01 МВА – нагрузка Т-3 за иной замер 2023 года;

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 ПС-5, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), при условии отсутствия перевода части нагрузки на Т-3, превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 48,55 % при этом нагрузка Т-3 составляет всего 0,06 %.

С учетом того, что на ПС 110 кВ ПС-5 установлено три трансформатора: Т-1 и Т-2 мощностью 25 МВА каждый с расщепленными обмотками, а также Т-3 мощностью 16 МВА, нагрузка которого составляет всего 0,06 %, т. е. имеется возможность нести дополнительную нагрузку в объеме 17,38 МВА (18,486 МВА в случае присоединения новых потребителей к ЗРУ 6 кВ ПС-5), предлагается в ПАР отключения одного из трансформаторов Т-1 или Т-2 рассмотреть вопрос перераспределения мощности в объеме 14,03 МВА по КЛ 6 кВ, соединяющих ЗРУ 6 кВ РП-105 и ЗРУ 6 кВ ПС-5.

ПС 110 кВ ПС-20.

Согласно данным в таблицах 12, 13, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (09.02.2023) и составила 11,55 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 62,4 % (57,8 %) от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ -1,2 °С и при повышенном износе изоляции (нормальном режиме нагрузки) составляет 1,250 (1,156).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,849 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,098 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 11,55 + 0,098 + 0 - 0 = 11,648 \text{ МВА}.$$

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 ПС-20, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 63 % (58,2 %) от $S_{\text{ддн}}$.

Согласно информации ООО «Севастопольэнерго» для РБУ зимнего максимума потребления мощности при ТНВ 0 °С на этапе 2025 года с учетом реализации договоров на технологическое присоединение выявлены риски выхода параметров электроэнергетических режимов за ОДЗ.

При отключении ВЛ 35 кВ ПС-20 – ПС-7 или ВЛ 35 кВ ПС-5 – ПС-7 необходимо включить СР-2 35 кВ на ПС 35 кВ ПС-7.

При отключении ВЛ 35 кВ ПС-20 – ПС-7 выявлено превышение ДДТН следующих ЛЭП и оборудования (рисунок 6):

– токовая нагрузка Т-3 ПС 110 кВ ПС-5 по ВН составит 144 А (155,8 % от ДДТН);

– токовая нагрузка Т-3 ПС 110 кВ ПС-5 по СН составит 360 А (130,5 % от ДДТН);

– токовая нагрузка ВЛ 35 кВ ПС-5 – ПС-7 составит 360 А (107,6 % от ДДТН).

При отключении ВЛ 35 кВ ПС-5 – ПС-7 выявлено превышение ДДТН следующего оборудования (рисунок 7):

– токовая нагрузка Т-1 ПС 110 кВ ПС-20 по ВН составит 180 А (194,8 % от ДДТН);

– токовая нагрузка Т-1 ПС 110 кВ ПС-20 по СН составит 309 А (111,9 % от ДДТН).

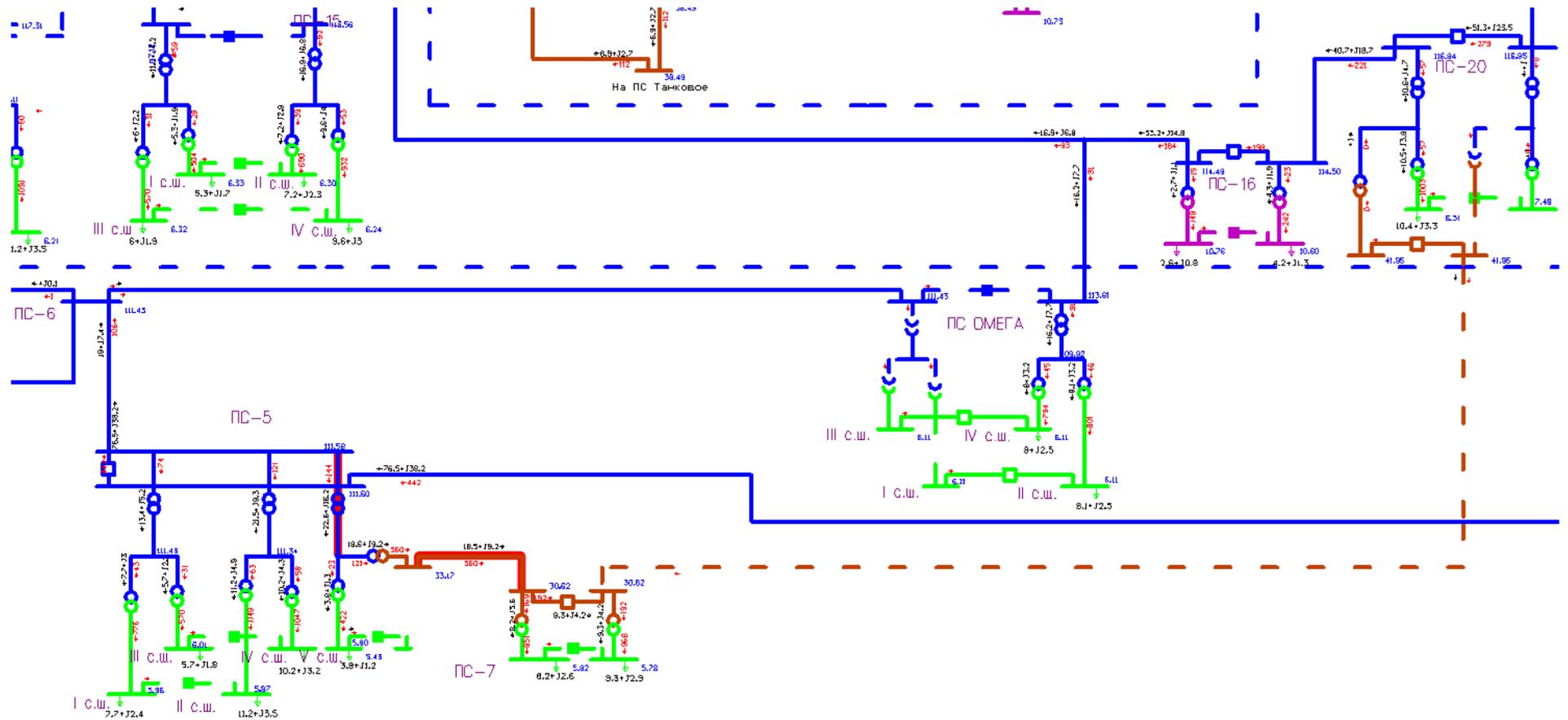


Рисунок 6 – Зима максимум 2025 года при ТНВ 0 °С, отключение ВЛ 35 кВ ПС-20 – ПС-7

Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима за ОДЗ и ввода ГАО в рассматриваемом энергоузле рассмотрены следующие варианты усиления сети 35–110 кВ:

Вариант № 1:

– строительство ПС 110 кВ Фиолент с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый, перевод нагрузки ПС 35 кВ ПС-7 (РУ 6 кВ) на ПС 110 кВ Фиолент с демонтажем трансформаторов и РУ 35 кВ ПС 35 кВ ПС-7, а также заходов ВЛ 35 кВ на ПС 35 кВ ПС-7;

– строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Мускатная – Фиолент I (II) цепь ориентировочной протяженностью 4 км.

Вариант № 2 (альтернативный вариант).

Реконструкция сети 35 кВ и 110 кВ в объеме:

– реконструкция ПС 110 кВ ПС-5 с заменой трансформатора Т-3 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА (92,3 А (по ВН), 276 А (по СН)) на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА (с ДДТН не менее 144 А (по ВН), 360 А (по СН));

– реконструкция ПС 110 кВ ПС-20 с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА (92,3 А (по ВН), 276 А (по СН)) на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА (с ДДТН не менее 180 А (по ВН), 309 А (по СН));

– реконструкция ПС 35 кВ ПС-7 с заменой трансформаторов 2×10 МВА на 2×25 МВА (с заменой выключателей, ячеек трансформаторов Т-1 и Т-2);

– реконструкция ВЛ 35 кВ ПС-5 – ПС-7 в части замены провода, выполненного проводом марки М-50, на провод с пропускной способностью не менее чем у провода АС-95 ориентировочной протяженностью 7,9 км.

Вариант № 1. Строительство ПС 110 кВ Фиолент.

Принципиальная схема сети 35 кВ и выше г. Севастополя с учетом реализации мероприятий по варианту № 1 (подключение ПС 110 кВ Фиолент) представлена на рисунке 8.

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов для РБУ зимнего максимума потребления мощности на этапе 2025 года показал, что реализация мероприятий по строительству новой ПС 110 кВ Фиолент позволяет ликвидировать необходимость ввода ГАО в ремонтных схемах ЛЭП в районе ПС 35 кВ ПС-7.

Перспективная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Фиолент согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 17,15 + 0,519 + 0 - 0 = 17,67 \text{ МВА.}$$

Согласно Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1], п 198, мощность вновь устанавливаемых в процессе строительства (реконструкции) трансформаторов выполняется исходя из необходимости обеспечения отсутствия превышения величиной перспективной нагрузки (МВА) номинальной мощности трансформаторов в рассматриваемых схемно-режимных ситуациях. Таким образом, на ПС 110 кВ Фиолент необходимо установить силовые трансформаторы мощностью 25 МВА каждый.

Вариант № 2. Развитие сети 35–110 кВ.

Принципиальная схема сети 35–330 кВ г. Севастополя с учетом реализации мероприятий по варианту № 2 представлена на рисунке 9.

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов для РБУ зимнего максимума потребления мощности на этапе 2025 года с учетом развития сети 35–110 кВ в зоне влияния ПС 35 кВ ПС-7 не выявил выхода параметров электроэнергетического режима за ОДЗ.

В соответствии с ТЭО, приведенным в разделе 5 суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1 составляют 1142,00 млн руб., по варианту № 2 – 1154,36 млн руб.

Наиболее экономичным вариантом является вариант № 1, включающий строительство ПС 110 кВ Фиолент.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

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

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

2.2.4 Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

В таблице 15 приведены предложения сетевых организаций, по которым сетевой организацией не представлена в полном объеме информация и документы, необходимые для принятия к рассмотрению предложения. Приведенные в таблице 15 предложения сетевых организаций далее не рассматриваются.

Таблица 15 – Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
1	ООО «Севастопольэнерго»	Строительство ПС 110 кВ Верхнесадовое с установкой трансформаторов 2×10 МВА. Строительство двухцепного захода ВЛ 110 кВ на планируемую ПС 110 кВ Верхнесадовое от ВЛ 110 кВ Бахчисарай – Мекензиевы Горы
2	ООО «Севастопольэнерго»	Строительство ПС 110 кВ Андреевка с установкой трансформаторов 2×16 МВА. Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Нахимовская – Андреевка
3	ООО «Севастопольэнерго»	Строительство ПС 110 кВ Ласпи с установкой трансформаторов 2×25 МВА. Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ на планируемую ПС 110 кВ Ласпи от ПС-10
4	ООО «Севастопольэнерго»	Реконструкция ПС 110 кВ ПС-6 с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/6 кВ мощностью 2×40 МВА на трансформаторы 110/6 кВ мощностью 2×63 МВА
5	ООО «Севастопольэнерго»	Реконструкция ПС 110 кВ ПС-16 с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/10 кВ мощностью 2×10 МВА на трансформаторы 110/10 кВ мощностью 2×16 МВА

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

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше на территории (наименование субъекта Российской Федерации) для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, не относящихся к процедуре (реализации) технологического присоединения, не выявлена.

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

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

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы

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

В таблице 16 приведены данные о планируемых к вводу мощностей основных потребителей на территории г. Севастополя, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 16 – Перечень планируемых к вводу потребителей на территории г. Севастополя

№ 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	Развитие культурных и спортивных объектов	Фонд Проектов Социального и Культурного Назначения «Национальное Культурное Наследие»	0,0	10,0	110	2025	ПС 110 кВ ПС-5 ПС 110 кВ ПС-11 ПС 110 кВ ПС-6

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя с выделением данных по г. Севастополю на период 2026–2031 годов представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя с выделением данных по г. Севастополю

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
<i>Энергосистема Республики Крым и г. Севастополя</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	9712	9785	10321	10556	10660	10730	10798
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	73	536	235	104	70	68
Годовой темп прироста, %	–	0,75	5,48	2,28	0,99	0,66	0,63
<i>г. Севастополь</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	1865	1875	1962	2004	2010	2022	2033
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	10	87	42	6	12	11
Годовой темп прироста, %	–	0,54	4,64	2,14	0,30	0,60	0,54
Доля потребления электрической энергии г. Севастополя в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя, %	19,2	19,2	19,0	19,0	18,9	18,8	18,8

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

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

Потребление электрической энергии по территории г. Севастополя прогнозируется на уровне 2033 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,66 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по территории г. Севастополя прогнозируется в 2027 году и составит 87 млн кВт·ч, что соответствует годовому темпу прироста 4,64 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 6 млн кВт·ч или 0,30 %.

Доля г. Севастополя в общем потреблении электрической энергии энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя прогнозируется на уровне 19,2–18,8 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии по территории г. Севастополя учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 16.

Изменение динамики потребления электрической энергии по территории г. Севастополя и годовые темпы прироста представлены на рисунке 10.



Рисунок 10 – Прогноз потребления электрической энергии по территории г. Севастополя и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии г. Севастополя обусловлена следующими основными факторами:

- развитием социальных объектов и туристической инфраструктуры;
- ростом потребления населением.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя в целом, в том числе по г. Севастополю, на период 2026–2031 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя с выделением данных по г. Севастополю

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
<i>Энергосистема Республики Крым и г. Севастополя</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	1780	1904	1924	1937	1957	1969	1981

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	124	20	13	20	12	12
Годовой темп прироста, %	–	6,97	1,05	0,68	1,03	0,61	0,61
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5456	5139	5364	5450	5447	5449	5451
<i>в том числе г. Севастополь</i>							
Потребление мощности на час максимума энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, МВт	360	378	381	384	386	388	390
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	18	3	3	2	2	2
Годовой темп прироста, %	–	5,00	0,79	0,79	0,52	0,52	0,52
Доля потребления мощности г. Севастополя в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя, %	20,2	19,9	19,8	19,8	19,7	19,7	19,7
Число часов использования потребления мощности, ч/год	5181	4960	5150	5219	5207	5211	5213

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

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

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период в целом останется разуплотненным. Число часов использования максимума прогнозируется на уровне 5451 ч/год в 2031 году против 5139 ч/год в 2026 году.

Потребление мощности г. Севастополя к 2031 году прогнозируется на уровне 390 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,42 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 году и составит 18 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 5,00 %, наименьший годовой прирост прогнозируется в 2029–2031 годах и составит по 2 МВт или 0,52 %.

Доля г. Севастополя в общем потреблении мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя в период 2026–2031 годов прогнозируется в диапазоне 19,9–19,7 %.

Годовой режим потребления электрической энергии г. Севастополя в прогнозный период останется разуплотненным. Число часов использования потребления мощности к 2031 году прогнозируется на уровне 5213 ч/год.

Годовой режим потребления электрической энергии г. Севастополя более разуплотненный, чем годовой режим энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя в целом.

Динамика изменения потребления мощности г. Севастополя и годовые темпы прироста представлены на рисунке 11.



Рисунок 11 – Прогноз потребления мощности г. Севастополя и годовые темпы прироста

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

Изменение установленной мощности за счет ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации и проведения модернизации существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории г. Севастополя, в период 2026–2031 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории г. Севастополя, в 2031 году составит 662,1 МВт. К 2031 году структура генерирующих мощностей не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории г. Севастополя, представлена в таблице 19. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории г. Севастополя, представлена на рисунке 12.

Таблица 19 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории г. Севастополя, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Всего	662,1	662,1	662,1	662,1	662,1	662,1	662,1
ТЭС	659,1	659,1	659,1	659,1	659,1	659,1	659,1
СЭС	3	3	3	3	3	3	3



Рисунок 12 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории г. Севастополя

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

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы

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

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 20.

Таблица 20 – 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								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС ПС-10 и ЛЭП 110 кВ Севастополь – 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
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 – 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
		АО «Крымэнерго»	110	км	2×0,204	–	–	–	–	–	–	0,408	
3	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
4	Строительство ПС 330 кВ Мускатная с двумя автотрансформаторами 330/110 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПАО «Россети»	330	МВА	2×125	–	–	–	–	–	–	250	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	Строительство заходов КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Симферопольская на ПС 330 кВ Мускатная ориентировочной протяженностью 7,5 км каждый	ПАО «Россети»	330	км	2×7,5	–	–	–	–	–	–	15	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Мускатная – Капитанская I (II) цепь ориентировочной протяженностью 8 км	ПАО «Россети»	110	км	2×8	–	–	–	–	–	–	16	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
7	Реконструкция ПС 110 кВ ПС-11 с установкой секционного выключателя 110 кВ	ООО «Севастопольэнерго»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
8	Создание на ПС 110 кВ ПС-12 устройств РЗ (основных защит): – ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-12 с отпайкой на ПС-2; – ВЛ 110 кВ ПС-12 – Мекензиевы Горы; – ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-12 с отпайкой на ПС-2	ООО «Севастопольэнерго»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы
9	Создание на ПС 330 кВ Севастополь устройств РЗ (основных защит) ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-12 с отпайкой на ПС-2	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы
10	Создание на Севастопольской ТЭЦ устройства РЗ (основных защит) ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-12 с отпайкой на ПС-2	АО «СЕВЭНЕРГОТЕХ»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы

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 г. Севастополя

В таблице 21 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 г. Севастополя.

Таблица 21 – 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 г. Севастополя

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031					
1	Строительство двух ЛЭП 110 кВ Севастополь – Индустриальная ориентировочной протяженностью 25 км каждая	ФГУП 102 ПЭС Минобороны России	110	км	2×9	–	–	–	–	–	–	–	18	Обеспечение технологического присоединения потребителя ФГУП 102 ПЭС Минобороны России	ГКУ г. Севастополя «Единая дирекция капитального строительства	–	8
2	Строительство ПС 110 кВ Индустриальная с установкой двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый	ФГУП 102 ПЭС Минобороны России	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	–	20				
3	Строительство ПС 110 кВ Капитанская с двумя трансформаторами 110/10/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	Фонд проектов социального и культурного назначения «Национальное культурное наследие»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя Фонд проектов социального и культурного назначения «Национальное культурное наследие»	Фонд проектов социального и культурного назначения «Национальное культурное наследие»	–	10,004
4	Строительство отпайки от ЛЭП 110 кВ ПС-6 – ПС-11 до ПС 110 кВ Капитанская	Фонд проектов социального и культурного назначения «Национальное культурное наследие»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	–	х				
5	Строительство отпайки от ЛЭП 110 кВ ПС-5 – ПС-6 с отпайкой на ПС Омега до ПС 110 кВ Капитанская	Фонд проектов социального и культурного назначения «Национальное культурное наследие»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	–	х				
6	Строительство двухцепной ЛЭП 110 кВ с последующим подключением ее отпайками к ЛЭП 110 кВ ПС Севастополь – ПС-4 (правая, левая) и врезкой в ЛЭП 110 кВ ПС-6 – ПС-11 с отпайкой на ПС Капитанская с заменой провода с увеличением пропускной способности	ООО «Севастополь-энерго»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	–	х				

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

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

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 ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации							Основание	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031		2025–2031
1	Реконструкция ПС 110 кВ ПС-10 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 25 МВА каждый	ООО «Севастопольэнерго»	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
2	Реконструкция ПС 110 кВ ПС-11 с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «Севастопольэнерго»	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
3	Реконструкция ПС 110 кВ ПС-15 с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Севастопольэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
4	Реконструкция ПС 110 кВ ПС-17 с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 15 МВА и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «Севастопольэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
5	Строительство ПС 110 кВ Фиолент с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
6	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Мускатная – Фиолент I (II) цепь ориентировочной протяженностью 4 км	ПАО «Россети»	110	км	2×4	–	–	–	–	–	–	8	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

Технико-экономическое сравнение выполнено с использованием затратного подхода, являющегося эффективным инструментом для предварительного сравнения и ранжирования альтернативных проектов на основе суммарных дисконтированных затрат при выполнении условий энергетической и экономической сопоставимости.

При таком подходе проект, который требует меньших суммарных дисконтированных затрат, является наиболее эффективным.

Технико-экономическое сравнение выполнено в соответствии с:

- Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1];
- Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [3].

Шаг расчетов – 1 год.

Все стоимостные показатели приведены к уровню цен 4 квартала 2025 года. Инфляция в расчетах не учитывалась.

При определении суммарных дисконтированных затрат по вариантам, в соответствии с Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [3], амортизационные отчисления не учитывались.

Дисконтирование затрат выполнено по ставке – 8 %.

Для рассматриваемых вариантов развития сетей определен перечень необходимых мероприятий и укрупненные капитальные затраты на их реализацию.

Стоимость реализации мероприятий по электросетевому строительству определена на основании УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [4]).

УНЦ приведены в ценах по состоянию на 1 января 2023 года.

Для определения величины капитальных затрат в текущих ценах 4 квартала 2025 года применены индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал, указанные в базовых вариантах прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации, в соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 380 [5], п. 381, (таблица 23).

Таблица 23 – Индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал

Наименование	Наименование документа-источника данных	Реквизиты документа	Годы		
			2023	2024	2025
Индекс-дефлятор инвестиций в основной капитал, процентов к предыдущему году	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30.09.2024	109,1	–	–
	Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемые изменения цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30.04.2025	–	108,1	107,8

5.1 Техничко-экономическое сравнение вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки электрической сети, осуществляющей электроснабжение микрорайона Фиолент

Срок реализации мероприятий по электросетевому строительству определен укрупненно на основании СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ» [6].

Сравнение вариантов выполнено за период 2026–2043 годов, включающий в себя годы строительства и нормальной эксплуатации объектов.

Ежегодные затраты на эксплуатационное обслуживание сооружаемых электросетевых объектов определены по укрупненным нормативам отчислений в процентах от их стоимости (Методические указания по проектированию развития энергосистем [1]):

- воздушные линии электропередачи – 0,8 %;
- электрооборудование и распределительные устройства напряжением 110 кВ и ниже – 5,9 %.

Таблица 24 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки электрической сети, осуществляющей электроснабжение микрорайона Фиолент

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2025 г., млн руб. без НДС
	Напряжение, кВ	Количество× цепность× протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК, МВА (Мвар)	Схема РУ / ячейка выключателя, шт.			
						330 кВ	110 кВ	10 кВ	
Вариант № 1									
Строительство ПС 110 кВ Фиолент с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	–	–	–	110/6	2×25	110-9 / 3	–	–	705,77
Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Мускатная – Фиолент I (II) цепь ориентировочной протяженностью 4 км	110	1×2×4	АС-150	–	–	–	–	–	145,42
Демонтаж ПС 35 кВ ПС-7 с двумя трансформаторами 35/6 мощностью 10 МВА каждый	–	–	–	35/6	2×10	–	–	–	5,54
Демонтаж ВЛ 35 кВ ПС-5 – ПС-7 ориентировочной протяженностью 7,9 км	35	1×1×7,9	М-50	35	–	–	–	–	21,36
Демонтаж ВЛ 35 кВ ПС-20 – ПС-7 ориентировочной протяженностью 6,34 км	35	1×1×6,34	М-50	35	–	–	–	–	17,66
Итого по варианту № 1									895,74
Вариант № 2									
Реконструкция ПС 110 кВ ПС-5 с заменой трансформатора Т-3 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	–	–	–	110/35/6	1×40	–	–	–	214,60
Реконструкция ПС 110 кВ ПС-20 с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	–	–	–	110/35/6	1×40	–	–	–	214,60
Реконструкция ПС 35 кВ ПС-7 с заменой трансформаторов Т-1 35/6 кВ и Т-2 35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	–	–	–	35/6	2×25	–	–	–	292,35
Реконструкция ВЛ 35 кВ ПС-5 – ПС-7 с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 7,9 км	35	1×1×7,9	АС-95 (был М-50)	–	–	–	–	–	166,68
Итого по варианту № 2									888,22

Таблица 25 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	895,74	888,22
<i>То же в процентах</i>	<i>101 %</i>	<i>100 %</i>
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	642,06	641,58
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	1142,00	1154,36
<i>То же в процентах</i>	<i>100 %</i>	<i>101 %</i>

Таблица 26 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 реконструкции сети с целью исключения перегрузки электрической сети, осуществляющей электроснабжение микрорайона Фиолент, в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																			
	Всего за расчетный период	2026 1	2027 2	2028 3	2029 4	2030 5	2031 6	2032 7	2033 8	2034 9	2035 10	2036 11	2037 12	2038 13	2039 14	2040 15	2041 16	2042 17	2043 18	
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	<i>895,74</i>	283,73	283,73	328,29	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	
в том числе на новое строительство:		–																		
ВЛ	184,44	48,47	48,47	87,49	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	
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	711,31	235,26	235,26	240,80	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	
		Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации):																		
ВЛ	–	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	<i>642,06</i>	0,00	0,00	0,00	42,80	42,80	42,80	42,80	42,80	42,80	42,80	42,80	42,80	42,80	42,80	42,80	42,80	42,80	42,80	
в том числе:		–																		
ВЛ	17,45	0,00	0,00	0,00	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	624,61	0,00	0,00	0,00	41,64	41,64	41,64	41,64	41,64	41,64	41,64	41,64	41,64	41,64	41,64	41,64	41,64	41,64	41,64	
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	<i>1537,80</i>	283,73	283,73	328,29	42,80	42,80	42,80	42,80	42,80	42,80	42,80	42,80	42,80	42,80	42,80	42,80	42,80	42,80	42,80	
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	<i>1142,00</i>	283,73	262,71	281,45	33,98	31,46	29,13	26,97	24,98	23,13	21,41	19,83	18,36	17,00	15,74	14,57	13,49	12,49	11,57	

Таблица 27 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 реконструкции сети с целью исключения перегрузки электрической сети, осуществляющей электроснабжение микрорайона Фиолент, в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																		
	Всего за расчетный период	2026 1	2027 2	2028 3	2029 4	2030 5	2031 6	2032 7	2033 8	2034 9	2035 10	2036 11	2037 12	2038 13	2039 14	2040 15	2041 16	2042 17	2043 18
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	888,22	344,80	344,80	198,62	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
в том числе на новое строительство:	–																		
ВЛ	166,68	55,56	55,56	55,56	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
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	721,54	289,24	289,24	143,06	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
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации):																			
ВЛ	–	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	641,58	0,00	0,00	16,66	41,66	41,66	41,66	41,66	41,66	41,66	41,66	41,66	41,66	41,66	41,66	41,66	41,66	41,66	41,66
в том числе:	–																		
ВЛ	17,84	0,00	0,00	0,00	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	623,74	0,00	0,00	16,66	40,47	40,47	40,47	40,47	40,47	40,47	40,47	40,47	40,47	40,47	40,47	40,47	40,47	40,47	40,47
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	1529,80	344,80	344,80	215,28	41,66	41,66	41,66	41,66	41,66	41,66	41,66	41,66	41,66	41,66	41,66	41,66	41,66	41,66	41,66
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	1154,36	344,80	319,26	184,57	33,07	30,62	28,35	26,25	24,31	22,51	20,84	19,30	17,87	16,54	15,32	14,18	13,13	12,16	11,26

Как видно из таблицы 25, варианты № 1 и № 2 реконструкции сети с целью исключения перегрузки электрической сети, осуществляющей электроснабжение микрорайона Фиолент, являются равноэкономичными. Разница капитальных затрат между вариантами составляет менее 1 %, а суммарных дисконтированных – 1,1 %.

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 г. Севастополя, 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.

1) Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

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

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

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

5) утвержденных приказом Департамента городского хозяйства города Севастополя от 27.12.2024 № 351-ОД изменений, вносимых в инвестиционную программу ООО «Севастопольэнерго» на 2022–2026 годы, утвержденную приказом Департамента городского хозяйства города Севастополя от 29.12.2021 № 452-ОД;

6) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ООО «Севастопольэнерго» на 2022–2026 годы. Материалы размещены 03.06.2025 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

7) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [4]).

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

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

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

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

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

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети г. Севастополя по годам представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети г. Севастополя (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2025–2031 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	47,55	2312,98	1802,00	2234,24	2240,79	2330,42	2423,63	13391,61

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 [7];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО г. Севастополя 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 [8] НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2025 год на территории г. Севастополя осуществляют свою деятельность 2 сетевые организации. Наиболее крупной ТСО является ООО «Севастопольэнерго» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 91 % в суммарной НВВ сетевых организаций г. Севастополя).

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 г. Севастополя на прогнозный период включает в себя:

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

– прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, включающие НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО, и прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не

учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Россети»;

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

7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанной на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2024 год в соответствии с:

- утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;
- бухгалтерской (финансовой) отчетностью;
- формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [9].

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

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2024 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;
- нормы амортизации, определенной на основании максимального срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства –

¹ Приказ Управления по тарифам г. Севастополь от 28.12.2021 № 124-УТ (в редакции от 20.12.2023).

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

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

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере $3,5 \times \text{EBITDA}$ в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 6 лет (в случае превышения размера заемных средств уровня $3,5 \times \text{EBITDA}$ за 2024 год – 12 лет).

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

– 15 % годовых на 2026 год, 10,5 % годовых на 2027 и 2028 годы. Ставки определены с учетом прогноза Банка России от 25.07.2025 величины среднегодовой ключевой ставки;

– с 2029 года средняя процентная ставка принята в размере 10 % годовых с учетом значений среднегодовой ключевой ставки в зависимости от целевых значений инфляции.

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 30 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 29.

Таблица 29 – 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	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	30 %	0 % – 30 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	11 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	6 (12) лет	6 (12) лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2025 год приказом Управления по тарифам г. Севастополь от 09.12.2024 № 188-УТ «О внесении изменений в приказ Управления по тарифам города Севастополя от 25.11.2022 № 185-УТ «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям города Севастополя на 2023–2027 годы» (в редакции от 13.12.2024) (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО г. Севастополь, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³. На период 2029–2031 годов принято, что экономические показатели сохраняются в размере последнего года прогноза социально-экономического развития Российской Федерации.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 2024 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2024 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2024 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2025 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей г. Севастополь, 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 г. Севастополя, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в г. Севастополь, принятого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2025 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста

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

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.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 30.

Таблица 30 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	11 %	8 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Дополнительный рост единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в соответствии с регуляторным соглашением	–	–	–	–	–	–
Рост цен на газ	6 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	0,5 %	4,6 %	2,1 %	0,3 %	0,6 %	0,5 %

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

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

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

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

За горизонтом периода, на который утверждены инвестиционные программы основных ТСО, принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере

последнего года утвержденной инвестиционной программы (проекта инвестиционной программы, при наличии предложений 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 г. Севастополя представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО г. Севастополь (в млн руб. без НДС)

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	751	1041	2593	1658	1773	2051
объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	751	715	1022	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	1458	2203	3226	1663	1775	1970

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО г. Севастополь 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 32 и на рисунке 13.

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

Наименование	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
ПВВ	млрд руб.	4,6	5,2	5,6	5,9	6,2	6,5
НВВ	млрд руб.	4,8	5,6	7,9	7,7	7,7	8,3
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,2	0,4	2,3	1,8	1,5	1,8
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,09	3,38	3,57	3,72	3,88	4,05
Среднегодовой темп роста	%	–	109	106	104	104	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,25	3,62	5,03	4,88	4,83	5,18
Среднегодовой темп роста	%	–	111	139	97	99	107
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,16	0,24	1,46	1,16	0,95	1,13

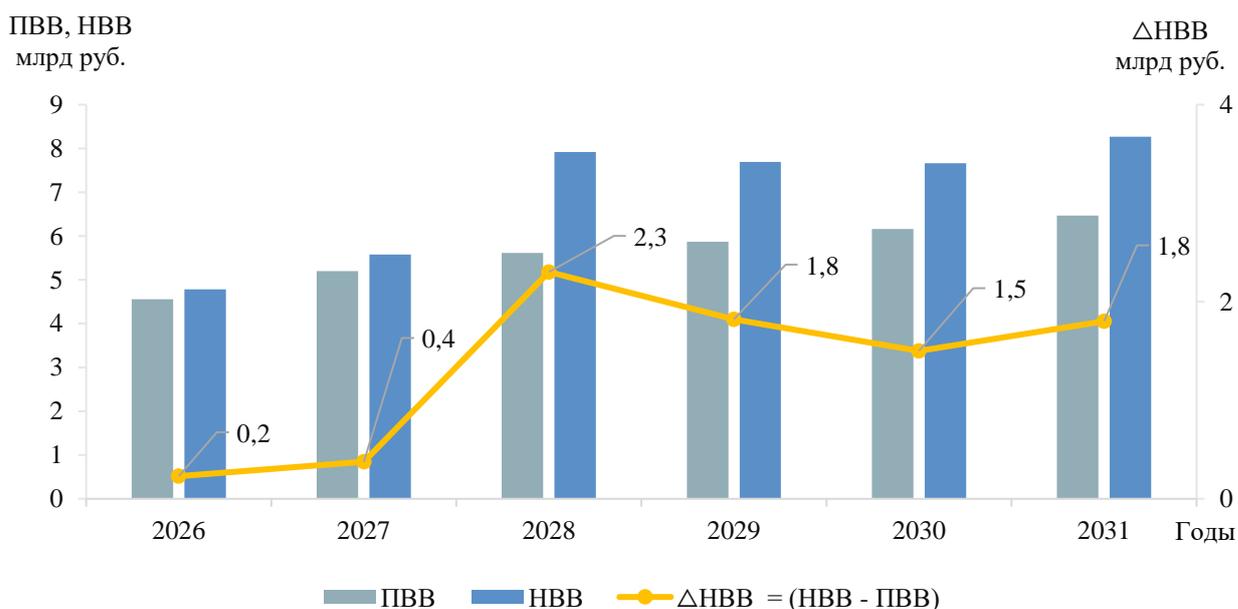


Рисунок 13 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО г. Севастополь при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 32, в прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ТСО г. Севастополь 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 г. Севастополя при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, выполнена оценка чувствительности экономических условий. Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений заключается в расчете ПВВ при различных сценариях темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

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

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

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

– сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2025 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена недостаточность условий тарифного регулирования на всем рассматриваемом периоде во всех сценариях: в случае увеличения (сценарий 1), снижения (сценарий 2) и при отсутствии (фиксации на уровне 2025 года) роста (сценарий 3) прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии. Дефицит финансирования в сценариях суммарно за период 2026–2031 годов составляет 2,5–12,3 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 14.

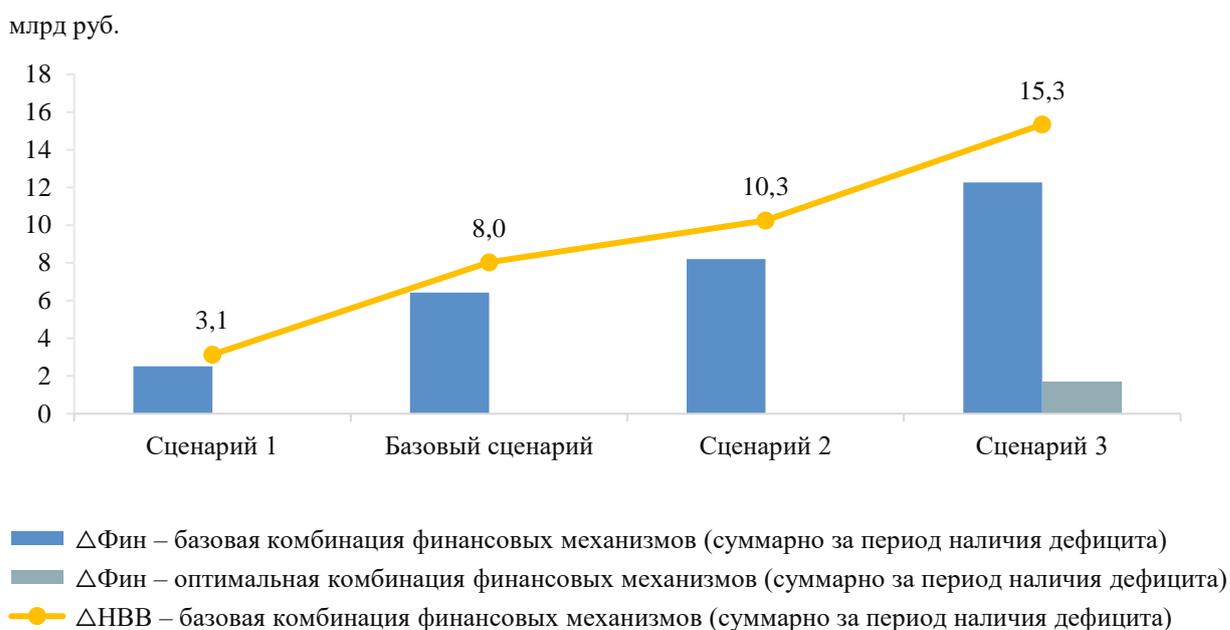


Рисунок 14 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории г. Севастополь

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (за период 2026–2031 годов)

Наименование	Сценарий 1	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	18 %	27 %	27 %	27 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	36 %	54 %	71 %
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 14, в прогнозном периоде определена возможность ликвидации дефицита финансирования инвестиций в Базовом сценарии и сценариях 1, 2 (таблица 33) за счет изменения финансовых механизмов. В наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2025 года) возможно снижение дефицита финансирования 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 г. Севастополя, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя на территории г. Севастополя, 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 г. Севастополя оценивается в 2031 году в объеме 2033 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста за рассматриваемый прогнозный период – 1,66 %.

Потребление мощности г. Севастополя к 2031 году составит 390 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,42 %.

Годовое число часов использования потребления мощности г. Севастополя в период 2026–2031 годов прогнозируется в диапазоне 4960–5219 ч/год.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории г. Севастополя, в 2031 году составит 662,1 МВт.

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

Всего за период 2025–2031 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 57 км (без учета строительства транзита 110 кВ Севастополь – Ялта – Лучистое в двухцепном исполнении), трансформаторной мощности 553 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/ (дата обращения: 29.08.2025).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 г., регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/ (дата обращения: 29.08.2025).

3. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов : утверждено М-вом экономики Российской Федерации, М-вом финансов Российской Федерации, Государственным комитетом Российской Федерации по строительной, архитектурной и жилищной политике 21 июня 1999 г. № ВК 477. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28224/ (дата обращения: 29.08.2025).

4. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/ (дата обращения: 29.08.2025).

5. Правила заполнения форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих её материалах, указанной в абзацах втором – четвертом, шестом, восьмом и десятом подпункта «ж» пункта 11 стандартов раскрытия информации : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 5 мая 2016 г. № 380 «Об утверждении форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах, указанной в абзацах втором – четвертом, шестом, восьмом и десятом подпункта «ж» пункта 11 стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24, правил заполнения указанных форм и требований к форматам раскрытия сетевой

организацией электронных документов, содержащих информацию об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах», зарегистрирован М-вом юстиции 9 июня 2016 г., регистрационный № 42482. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_199581/ (дата обращения: 29.08.2025).

6. СТО 56947007-29.240.121-2012. Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ : стандарт организации : утвержден и введен в действие Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 1 июня 2012 г. № 302 : взамен документа СТО 56947007-29.240.013-2008 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи», введенного в действие Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 18.04.2008 № 144 : дата введения 2012-06-01 / разработан ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ». – Москва, 2012. – Текст : электронный. – URL: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.121-2012.pdf (дата обращения: 29.08.2025).

7. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 г. № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/ (дата обращения: 29.08.2025).

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

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

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2031 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание	
					Установленная мощность, МВт									
Энергосистема Республики Крым и г. Севастополя, территория г. Севастополя														
Севастопольская ТЭЦ	АО «СЕВЭНЕРГОТЕХ»			Газ										
		2	T-20-29		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		3	P-13-29		13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0		
Севастопольская МГТЭС	АО «Мобильные ГТЭС»			Керосин, дизельное топливо										
		1	FT8-3 MOBILEPAC		22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	
		2	FT8-3 MOBILEPAC		22,5	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	22,5	
		4	FT8-3 MOBILEPAC		22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	
		5	FT8-3 MOBILEPAC		19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	
		6	FT8-3 MOBILEPAC	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7		
Установленная мощность, всего		–	–	–	129,3	129,3	129,3	129,3	129,3	129,3	129,3	129,3		
С.Энерджи – Севастополь	ООО «С.Энерджи-Севастополь»			–										
		–	Солнечные агрегаты		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0		
Балаклавская ТЭС	ООО «ВО «Технопромэкспорт»			Газ, дизельное топливо										
		1	ПГУ		251,4	251,4	251,4	251,4	251,4	251,4	251,4	251,4	251,4	
		2	ПГУ		245,4	245,4	245,4	245,4	245,4	245,4	245,4	245,4	245,4	
Установленная мощность, всего		–	–	–	496,8	496,8	496,8	496,8	496,8	496,8	496,8	496,8		

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 г. Севастополя

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
1	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым, г. Севастополь	Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС ПС-10 и ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС ПС-10 на участке от ПС 330 кВ Севастополь до ПС 110 кВ ПС-10 с реконструкцией ПС 330 кВ Севастополь для подключения новых ЛЭП 110 кВ (без вывода из работы существующих ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10 и ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10)	АО «Крымэнерго»	110	км	2×23,23	–	–	–	–	–	–	46,46	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1832,86	648,21
2	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым, г. Севастополь	Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС ПС-10 с заходом на ПС 110 кВ Заря и ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС ПС-10 на участке от ПС 110 кВ ПС-10 до ПС 110 кВ Заря с переводом 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	1609,11	414,71
				АО «Крымэнерго»	110	км	2×0,204	–	–	–	–	–	–	0,408				

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
3	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым, г. Севастополь	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
4	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Строительство ПС 330 кВ Мускатная с двумя автотрансформаторами 330/110 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПАО «Россети»	330	МВА	2×125	–	–	–	–	–	–	250	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	7176,01	7176,01
5	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Строительство заходов КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Симферопольская на ПС 330 кВ Мускатная ориентировочной протяженностью 7,5 км каждый	ПАО «Россети»	330	км	2×7,5	–	–	–	–	–	–	15	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1211,75	1211,75
6	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Мускатная – Капитанская I (II) цепь ориентировочной протяженностью 8 км	ПАО «Россети»	110	км	2×8	–	–	–	–	–	–	16	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	712,97	712,97

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
7	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Реконструкция ПС 110 кВ ПС-11 с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «Севастополь-энерго»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	808,36	804,36
8	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Реконструкция ПС 110 кВ ПС-11 с установкой секционного выключателя 110 кВ	ООО «Севастополь-энерго»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	2026	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений			
9	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Реконструкция ПС 110 кВ ПС-10 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 25 МВА каждый	ООО «Севастополь-энерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	2026 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	493,54	493,54	

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
10	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Создание на ПС 110 кВ ПС-12 устройств РЗ (основных защит) : – ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-12 с отпайкой на ПС-2; – ВЛ 110 кВ ПС-12 – Мекензиевы Горы; – ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-12 с отпайкой на ПС-2	ООО «Севастополь-энерго»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2027 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	229,05	225,05
11	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Создание на ПС 330 кВ Севастополь устройств РЗ (основных защит) ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-12 с отпайкой на ПС-2	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2026 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	26,66	26,66
12	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Создание на Севастопольской ТЭЦ устройств РЗ (основных защит) ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-12 с отпайкой на ПС-2	АО «СЕВЭНЕРГО-ТЕХ»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	8,10	8,10
13	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Реконструкция ПС 110 кВ ПС-17 с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 15 МВА и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «Севастополь-энерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2028 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	888,38	888,38

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
14	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Строительство ПС 110 кВ Фиолент с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети»	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	1049,43	1049,43
15	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Мускатная – Фиолент I (II) цепь ориентировочной протяженностью 4 км	ПАО «Россети»	110	км	2×4	–	–	–	–	–	–	8	–	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	216,29	216,29

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
16	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Реконструкция ПС 110 кВ ПС-15 с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Севастополь-энерго»	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	579,07	579,07

Примечания

1¹⁾ Необходимый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки проекта схемы и программы развития электроэнергетических систем России (СиПР ЭЭС России), начиная с которого на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети выявлена необходимость выполнения мероприятия (постановки под напряжение объектов электросетевого хозяйства либо ввода в работу вторичного оборудования, предусмотренных мероприятием), направленного на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), обеспечение надежного и эффективного функционирования электроэнергетической системы, повышение надежности электроснабжения потребителей электрической энергии, исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации. Если такая необходимость выполнения мероприятия была определена в период, предшествующий году разработки СиПР ЭЭС России, но мероприятие не было выполнено, то в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России. В отношении мероприятий, необходимый год реализации которых был предусмотрен в году разработки СиПР ЭЭС России в соответствии с утвержденными Минэнерго России СиПР ЭЭС России предшествующего среднесрочного периода, в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

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.