

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2025–2030 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА СТАВРОПОЛЬСКОГО КРАЯ

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	9
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период	10
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	11
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	13
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России	17
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	17
2.2 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	17
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	17
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	24
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	29
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	29
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	29
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	30

3	Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы	31
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	31
3.2	Прогноз потребления электрической энергии.....	33
3.3	Прогноз потребления мощности.....	34
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	36
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы	38
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	38
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 Ставропольского края	38
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	41
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	41
4.5	Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют	43
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	45
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	46
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	47
7.1	Основные подходы.....	47
7.2	Исходные допущения.....	48
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	51
7.3	Результаты оценки тарифных последствий.....	52
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	53
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	56

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	57
ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	59
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	64

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГАЭС	–	гидроаккумулирующая электростанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
НПС	–	нефтеперекачивающая станция
ОРУ	–	открытое распределительное устройство
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
ПЭС	–	приливная электростанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РЗА	–	релейная защита и автоматика
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
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

СЭС	–	солнечная электростанция
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
$S_{\text{длн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Ставропольского края за период 2019–2023 годов. За отчетный принимается 2023 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Ставропольского края на каждый год перспективного периода (2025–2030 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2030 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Ставропольского края на период до 2030 года, в том числе:

- мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети, включая заявленные сетевыми организациями;

- перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям;

- мероприятия, направленные на предотвращение рисков ввода ГАО с учетом обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и мощности;

- перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО.

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

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

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Ставропольского края входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ и обслуживает территорию Ставропольского края.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Ставропольского края и владеющие объектами электросетевого хозяйства 110 кВ и (или) выше:

– филиал ПАО «Россети» – Северо-Кавказское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Ставропольского края;

– филиал ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Ставропольэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ставропольского края.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Ставропольского края связана с энергосистемами:

– Республики Адыгея и Краснодарского края (Филиал АО «СО ЕЭС» Кубанское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 330 кВ – 3 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт., КВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– Республики Дагестан (Филиал АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ): ВЛ 330 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт., ВЛ 35 кВ – 1 шт.;

– Ростовской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт.;

– Республики Калмыкия (Филиал АО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ): ВЛ 110 кВ – 4 шт., ВЛ 35 кВ – 1 шт.;

– Кабардино-Балкарской Республики (Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ): ВЛ 330 кВ – 2 шт., КВЛ 330 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 4 шт.;

– Карачаево-Черкесской Республики (Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ): ВЛ 330 кВ – 1 шт., КВЛ 330 кВ – 3 шт., ВЛ 110 кВ – 6 шт., КВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– Чеченской Республики (Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ): ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

– Республики Северная Осетия – Алания (Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 330 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Ставропольского края с указанием максимальной потребляемой мощности за отчетный год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Ставропольского края

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ООО «ЕвроХим-Энерго» (АО «Невинномысский Азот»)	160,9
Более 50 МВт	
ООО «Солнечный Дар»	76,1
РИП «Невинномысск»	71,4
ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ» (ООО «Ставролен»)	58,8
Более 10 МВт	
АО «Монокристалл»	19,4

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Ставропольского края на 01.01.2024 составила 5514,9 МВт, в том числе: ГЭС – 484,7 МВт, ГАЭС – 15,9 МВт, ТЭС – 4184,3 МВт, ВЭС – 730,0 МВт, СЭС – 100,0 МВт.

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

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

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Ставропольского края, МВт

Наименование	На 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	5272,8	242,1	–	–	–	5514,9
ГЭС	468,7	16,0	–	–	–	484,7
ГАЭС	15,9	–	–	–	–	15,9
ТЭС	4178,2	6,1	–	–	–	4184,3
ВЭС	510,0	220,0	–	–	–	730,0
СЭС	100,0	–	–	–	–	100,0

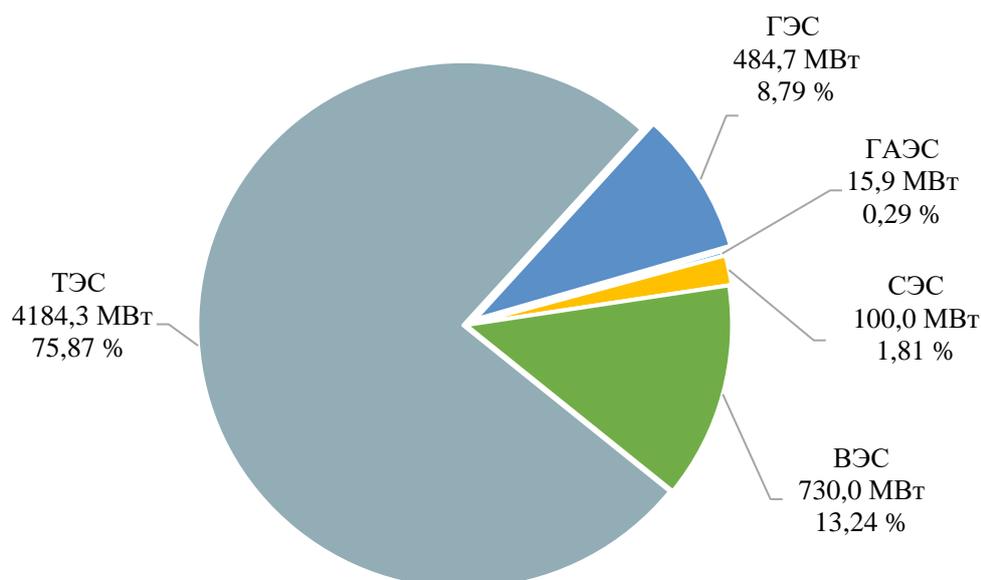


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Ставропольского края по состоянию на 01.01.2024

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Ставропольского края в 2023 году составило 19734,5 млн кВт·ч, в том числе: на ГЭС – 1116,4 млн кВт·ч, ГАЭС – 9,3 млн кВт·ч, ТЭС – 16910,0 млн кВт·ч, ВЭС – 1560,2 млн кВт·ч, СЭС – 138,7 млн кВт·ч.

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

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Ставропольского края за период 2019–2023 годов, млн кВт·ч

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	14689,7	13162,3	18164,8	17748,0	19734,5
ГЭС	1300,1	991,4	1268,4	1172,4	1116,4
ГАЭС	14,8	11,8	11,7	12,6	9,3
ТЭС	13344,5	12003,4	15985,2	15203,0	16910,0
ВЭС	–	11,7	767,6	1227,1	1560,2
СЭС	30,2	143,9	131,9	132,9	138,7

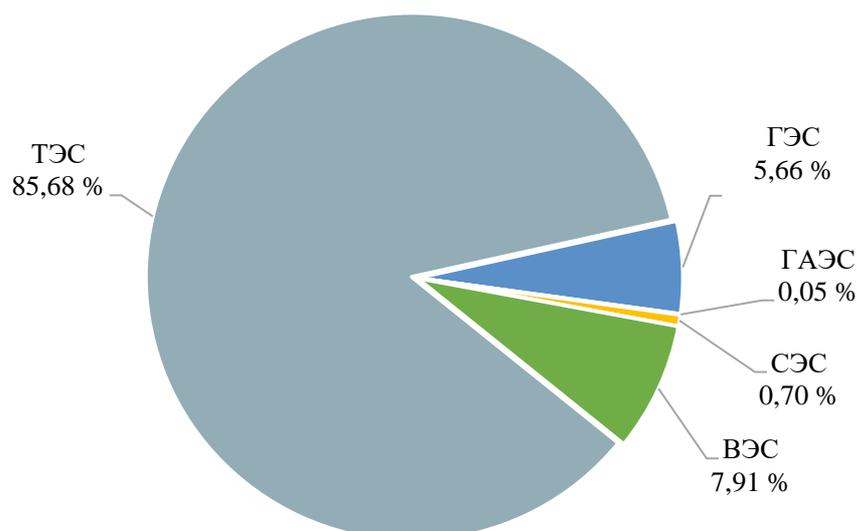


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Ставропольского края в 2023 году

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Ставропольского края приведена в таблице 4 и на рисунках 3, 4.

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Ставропольского края

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	10355	10238	11033	11286	11629
Годовой темп прироста, %	-2,26	-1,13	7,77	2,29	3,04
Максимум потребления мощности, МВт	1592	1714	1772	1769	1973
Годовой темп прироста, %	-3,28	7,66	3,38	-0,17	11,53
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6504	5973	6226	6380	5894
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	25.06 14:00	09.12 10:00	21.07 15:00	20.01 18:00	09.08 14:00
Среднесуточная ТНВ, °С	27	-2	31,5	-4,6	29,5

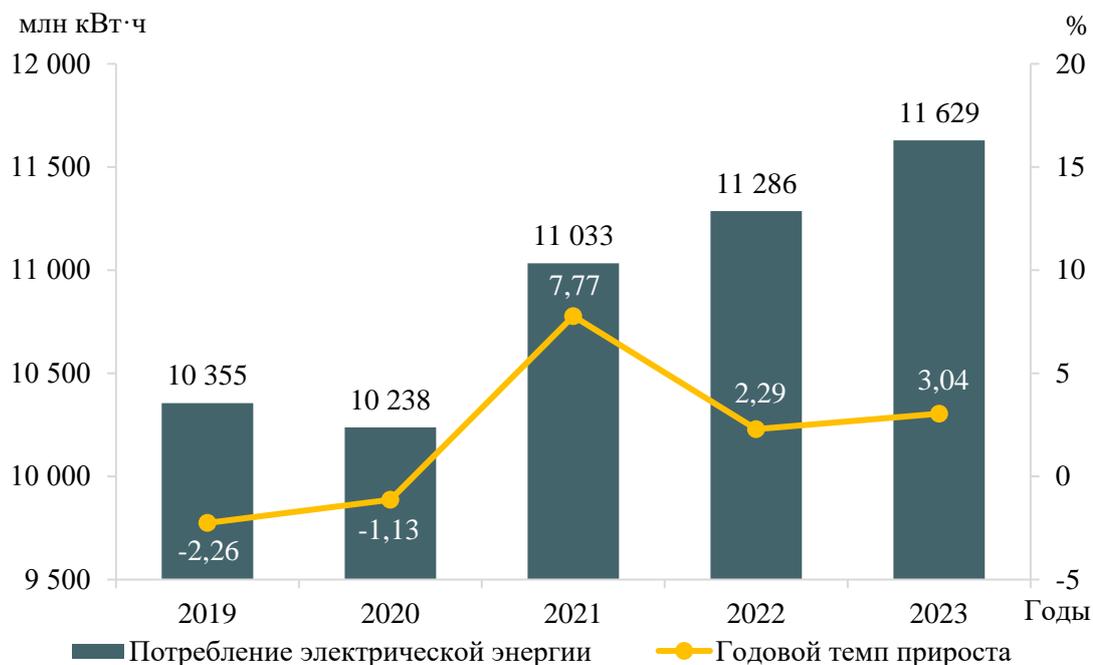


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии энергосистемы Ставропольского края и годовые темпы прироста

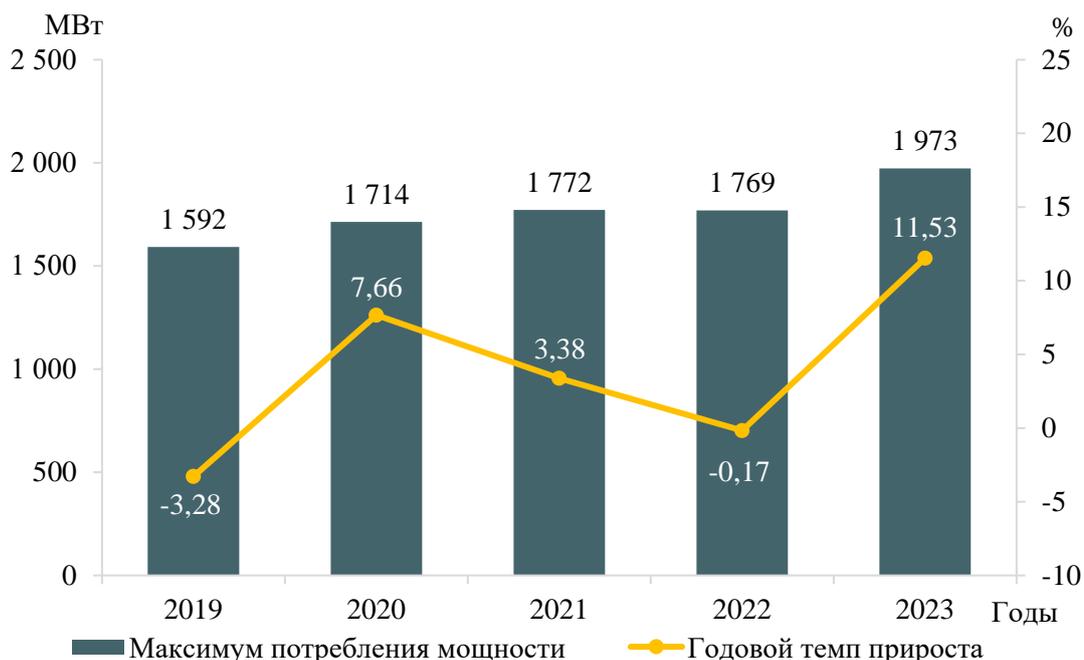


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности энергосистемы Ставропольского края и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии энергосистемы Ставропольского края увеличилось на 1035 млн кВт·ч и составило в 2023 году 11629 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,88 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 7,77 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2019 году и составило 2,26 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности энергосистемы Ставропольского края вырос на 327 МВт и составил 1973 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 3,69 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 11,53 % в 2023 году и обусловлен также и переходом прохождения годового максимума с зимнего периода на летний. Наибольшее годовое снижение мощности 3,28 % в 2019 году связано с теплой зимой и прохождением годового максимума в летний период. Максимум зимнего периода 2019 года на 3 МВт меньше годового максимума. В 2021 году годовой максимум потребления мощности зафиксирован при ТНВ выше обеспеченности 98 % для теплого периода данной области.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Ставропольского края был зафиксирован в 2023 году в размере 1973 МВт в летний период.

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

- увеличением потребления в сфере услуг и населением;
- прохождением максимального годового потребления мощности как в зимний, так и летний период в дневные часы, и, следовательно, значительной разницей среднесуточных ТНВ;
- ростом потребления предприятиями обрабатывающих производств.

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

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Луч от ВЛ 110 кВ Кинжал – Солуно-Дмитриевская (Л-3)	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2020	0,7 км
2	330 кВ	Строительство новой ВЛ 330 кВ Невинномысск – Барсуки I цепь	АО «ВетроОГК»	2020	0,27 км
3	330 кВ	Строительство новой ВЛ 330 кВ Невинномысск – Барсуки II цепь	АО «ВетроОГК»	2020	0,27 км
4	110 кВ	Строительство новой отпайки на Медвеженскую ВЭС от ВЛ 110 кВ Баклановская – Дмитриевская (Л-276)	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2021	4,26 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
5	110 кВ	ВЛ 110 кВ Бондаревская ВЭС – Ипатово. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Николина Балка – Ипатово (Л-53) на Бондаревскую ВЭС с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Бондаревская ВЭС – Николина Балка, ВЛ 110 кВ Бондаревская ВЭС – Ипатово	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2021	6,44 км
6	110 кВ	ВЛ 110 кВ Бондаревская ВЭС – Николина Балка. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Николина Балка – Ипатово (Л-53) на Бондаревскую ВЭС с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Бондаревская ВЭС – Николина Балка, ВЛ 110 кВ Бондаревская ВЭС – Ипатово	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2021	6,44 км
7	110 кВ	Строительство новой отпайки на Кармалиновскую ВЭС от ВЛ 110 кВ Красная Заря – Новоалександровская	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2021	1,96 км
8	110 кВ	ВЛ 110 кВ Промкомплекс – Михайловск с отпайкой на ПС Птицепром. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Старомарьевская СЭС – Промкомплекс с отпайкой на ПС Птицепром на ПС 110 кВ Михайловск с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Промкомплекс – Михайловск с отпайкой на ПС Птицепром и ВЛ 110 кВ Старомарьевская СЭС – Михайловск	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2021	3,94 км
9	110 кВ	ВЛ 110 кВ Старомарьевская СЭС – Михайловск. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Старомарьевская СЭС – Промкомплекс с отпайкой на ПС Птицепром на ПС 110 кВ Михайловск с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Промкомплекс – Михайловск с отпайкой на ПС Птицепром и ВЛ 110 кВ Старомарьевская СЭС – Михайловск	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2021	3,94 км
10	110 кВ	ВЛ 110 кВ Обрященко – Красный Октябрь. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Обрященко – Левокумская с отпайкой на ПС Красный Октябрь на ПС 110 кВ Красный Октябрь с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Обрященко – Красный Октябрь и ВЛ 110 кВ Красный Октябрь – Левокумская	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2022	0,98 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
11	110 кВ	ВЛ 110 кВ Красный Октябрь – Левокумская. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Обрященко – Левокумская с отпайкой на ПС Красный Октябрь на ПС 110 кВ Красный Октябрь с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Обрященко – Красный Октябрь и ВЛ 110 кВ Красный Октябрь – Левокумская	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2022	0,95 км
12	110 кВ	Строительство новой отпайки на Берестовскую ВЭС от ВЛ 110 кВ Ставрополь – Константиновская (Л-134)	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2022	4,484 км
13	110 кВ	ВЛ 110 кВ Кузьминская ВЭС – Южная. Выполнение захода ВЛ 110 кВ ГЭС-4 – Южная (Л-64) на Кузьминскую ВЭС с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Кузьминская ВЭС – Южная, ВЛ 110 кВ ГЭС-4 – Кузьминская ВЭС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2023	57,214 км
14	110 кВ	ВЛ 110 кВ ГЭС-4 – Кузьминская ВЭС. Выполнение захода ВЛ 110 кВ ГЭС-4 – Южная (Л-64) на Кузьминскую ВЭС с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Кузьминская ВЭС – Южная, ВЛ 110 кВ ГЭС-4 – Кузьминская ВЭС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2023	12,995 км
15	110 кВ	Строительство новой отпайки на Труновскую ВЭС от ВЛ 110 кВ Безопасная – НПС-5	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2023	5,8 км
16	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Гофицкая – НС-14 (Л-257) на ПС 110 кВ НС-Иррико	ООО «Иррико Холдинг»	2022	0,1 км

Таблица 6 – Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Луч	ООО «АПП Ставрополье»	2020	2×16 МВА
2	330 кВ	Строительство ПС 330 кВ Барсуки	АО «ВетроОГК»	2020	2×125 МВА
3	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Заводская	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2021	16 МВА
4	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Михайловск	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2021	2×25 МВА
5	330 кВ	Замена трансформатора на ГЭС-4	Филиал ПАО «РусГидро» – «Каскад Кубанских ГЭС»	2021	125 МВА
6	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Южная	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2022	40 МВА
7	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Красный Октябрь	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2022	2×10 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
8	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ НС-Иррико	ООО «Иррико Холдинг»	2022	1×4 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 Ставропольского края отсутствуют энергорайоны, характеризующиеся рисками ввода ГАО.

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 нагрузки 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. В таблице 7 представлены данные по ТНВ в дни контрольных 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
2019	18.12.2019	3,3
	19.06.2019	26,6
2020	16.12.2020	1,4
	17.06.2020	22,2
2021	15.12.2021	2,5
	16.06.2021	23,6
2022	21.12.2022	-4,1
	15.06.2022	21,0
2023	20.12.2023	3,1
	21.06.2023	20,4

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 ПАО «Россети Северный Кавказ»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Северный Кавказ» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 8 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 9 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, 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 пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ Ачикулак	110/35/10	Тр1	115/38,5/11	10	5,87	6,32	5,35	3,69	4,91	5,09	3,80	3,70	5,04	4,86	4
			Тр2	115/38,5/11	6,3	3,66	4,89	3,83	2,90	3,35	3,94	2,92	5,53	3,79	3,91	
2	ПС 110 кВ Левокумская	110/35/10	Тр1	115/38,5/11	10	2,77	2,21	2,88	3,48	7,19	5,31	2,52	2,93	2,98	2,52	0
			Тр2	115/38,5/11	6,3	4,75	4,87	4,57	5,33	2,82	3,51	6,15	5,31	5,11	5,18	
3	ПС 110 кВ Мин-Воды-2	110/35/6	Тр1	115/38,5/6,6	25	3,92	5,33	5,40	6,40	6,39	4,79	0,00	4,60	5,79	4,80	3
			Тр2	115/38/6,6	40	32,00	30,73	28,96	28,46	27,88	24,91	25,48	22,94	21,22	30,13	

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

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Ачикулак	Тр1	ТДТН-10000/110/35/10	1978	78	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Тр2	ТМТН-6300/110/35/10	1982	88	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Левокумская	Тр1	ТДТН-10000/110/35/10	1978	50	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Тр2	ТДТН-6300/110/35/10	1978	63	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Мин-Воды-2	Тр1	ТДТН-25000/110/35/6	1984	88	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Тр2	ТДТН-40000/110/35/6	1978	75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82

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

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Ачикулак	2020 / зима	11,21	ПС 110 кВ Ачикулак	ТУ для ТП менее 670 кВт (8 шт.)			2024	0,062	0	0,4	0,006	13,94	13,94	13,94	13,94	13,94	13,94
				ПС 35 кВ Новкус-Артезиан	ТУ для ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2024	0,004	0	0,4	0,0004						
				ПС 35 кВ Кара-Тюбе	ТУ для ТП менее 670 кВт (3 шт.)			2024, 2025	0,165	0	0,4, 10	0,017						
				ООО «Ставрополь-нефтегаз»	24.11.2014	№Д-2-14-0573	2025	1,9 (к ПС 110 кВ Ачикулак)	0	35	1,71							
				ООО Агрофирма «КИЦ»	13.12.2022	41126/2022/СТВ/ПЭС/НРЭС	2024	0,8	0	10	0,72							
2	ПС 110 кВ Левокумская	2023 / зима	10,02	ПС 110 кВ Левокумская	ТУ для ТП менее 670 кВт (7 шт.)			2024	0,5	0	0,4, 10	0,05	11,98	11,98	11,98	11,98	11,98	11,98
				ООО «Ставрополь-нефтегаз»	24.11.2014	№Д-2-14-0573	2025	1,9 (к ПС 110 кВ Левокумская)	0	35	1,71							
				ПС 35 кВ Правокумская	ТУ для ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2024	0,03	0	0,4	0,003						
				ПС 35 кВ Владимировская	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,015	0	0,4	0,0015						
3	ПС 110 кВ Мин-Воды-2	2020 / зима	36,05	ПС 110 кВ Мин-Воды-2	ТУ для ТП менее 670 кВт (20 шт.)			2024	0,935	0,06	0,4, 6	0,093	40,1	41	41	41	41	41
				ООО «Производственная компания ОЛПАК»	05.07.2021	32548/2021/СТВ/ЦЭС/МРЭС	2024	4,9	1,72	6	2,226							
				ООО «АЛВИСА»	20.10.2021	33042/2021/СТВ/ЦЭС/МРЭС	2024	1,796	1,576	6	0,11							
				ООО «Алкопром»	01.12.2023	240/2023/МВ	2024	0,829	0,049	6	0,39							
				Физ. лицо	28.03.2024	№48265/2024/СТВ/ЦЭС/МРЭС	2026	2	0	10	0,8							
				ТУ для ТП менее 670 кВт (24 шт.)			2024	1,45	0,463	0,4, 10	0,1							

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
				ПС 35 кВ Овощевод	Физ. лицо	02.10.2023	46002/2023/СТВ/ЦЭС/МРЭС	2025	1,3	0	6	0,65						
				ПС 35 кВ Бутылочный завод	ТУ для ТП менее 670 кВт (29 шт.)			2024	1,215	0,465	0,4, 6	0,075						
				ПС 35 кВ Нагутская	ТУ для ТП менее 670 кВт (4 шт.)			2024	0,06	0	0,4	0,006						
				ПС 35 кВ Марьины Колодцы	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,015	0	0,4	0,0015						

ПС 110 кВ Ачикулак.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 11,21 МВА. В ПАР отключения трансформатора Тр1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Тр2 превышает $S_{длн}$ на величину до 56 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +1,4 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,14.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 4 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора Тр2 в ПАР отключения трансформатора Тр1 превышает $S_{длн}$ на величину до 0,4 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,93 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,73 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 11,21 + 2,73 + 0 - 4 = 9,94 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 4 МВА превышает $S_{длн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Тр2 ПС 110 кВ Ачикулак, оставшегося в работе после отключения Тр1, на величину 38,4 % (без ТП превышение до 0,4 %).

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ачикулак ниже уровня $S_{длн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Тр1 на ПС 110 кВ Ачикулак расчетный объем ГАО составит 2,76 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Тр2 на трансформатор мощностью не менее 9,94 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим,

стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Ачикулак с заменой трансформатора Тр2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

Согласно информации ПАО «Россети Северный Кавказ» в соответствии с ТУ для ТП ООО «Ставропольнефтегаз» (от 10.06.2014 № 414, ДТП от 24.11.2014 № Д-2-14-0573, заявленной мощностью 3,8 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Ачикулак с заменой трансформатора Тр-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА.

ПС 110 кВ Левокумская.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 10,02 МВА. В ПАР отключения трансформатора Тр1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Тр2 превышает $S_{ддн}$ на величину до 41 %. В ПАР отключения трансформатора Тр2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Тр1 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 89 % от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +3,1°С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,128.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,45 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,96 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 10,02 + 1,96 + 0 - 0 = 11,98 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Тр2 (Тр1) ПС 110 кВ Левокумская, оставшегося в работе после отключения Тр1 (Тр2), на величину до 68,6 % (6,2 %) от $S_{ддн}$ (без ТП для трансформатора Т-2 превышение до 41 %).

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Левокумская ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Тр1 на ПС 110 кВ Левокумская расчетный объем ГАО составит 4,87 МВА, в случае аварийного отключения трансформатора Тр2 на ПС 110 кВ Левокумская расчетный объем ГАО составит 0,7 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Тр1 и Тр2 на трансформаторы мощностью не менее 11,98 МВА с

учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Левокумская с заменой трансформаторов Тр1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и Тр2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Мин-Воды-2.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 36,05 МВА. В ПАР отключения трансформатора Тр2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Тр1 превышает $S_{длн}$ на величину до 26,5 %. В ПАР отключения трансформатора Тр1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Тр2 не превышает $S_{длн}$ и составляет 79 % от $S_{длн}$

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +1,4 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,14.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 3 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора Тр1 мощностью 25 МВА в ПАР отключения трансформатора Тр2 мощностью 40 МВА превышает $S_{длн}$ на величину до 16 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 10,167 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,95 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 36,05 + 4,95 + 0 - 3 = 38 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 3 МВА превышает $S_{длн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Тр1 ПС 110 кВ Мин-Воды-2, оставшегося в работе после отключения Тр2, на величину до 33,3 % от $S_{длн}$ (без ТП превышение до 16 %).

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Мин-Воды-2 ниже уровня $S_{длн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Тр2 мощностью 40 МВА на ПС 110 кВ Мин-Воды-2 расчетный объем ГАО составит 9,5 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Тр1 на трансформатор мощностью не менее 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 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Мин-Воды-2 с заменой трансформатора Тр1 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

Согласно информации ПАО «Россети Северный Кавказ» в соответствии с ТУ для ТП ООО «Алвиса» (от 16.07.2021 № 33042/2021/СТВ/ЦЭС/МРЭС, ДТП от 20.10.2021 №33042/2021/СТВ/ЦЭС/МРЭС, заявленной мощностью 1,208 МВт) и ТУ для ТП ООО Производственная компания «ОЛПАК» (от 24.06.2021 № 32548/2021/СТВ/ЦЭС/МРЭС, ДТП от 05.07.2021 № 32548/2021/СТВ/ЦЭС/МРЭС, заявленной мощностью 4,9 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Мин-Воды-2 с заменой трансформатора Тр-1 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА.

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 ПАО «Россети Северный Кавказ»

Реконструкция ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 с переводом на напряжение 110 кВ (ПС 110 кВ Джинал).

Согласно данным в таблицах 12, 13 фактическая максимальная нагрузка на ПС 110 кВ Эссентуки-2 за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 55,99 МВА. В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 19,5 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-4,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,171.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 18,67 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 5,24 МВА). Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 55,99 + 5,24 + 0 - 0 = 61,23 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Тр1 (Тр2) ПС 110 кВ Эссентуки-2, оставшегося в работе после отключения Тр2 (Тр1), на величину до 30,7 % (без ТП превышение до 19,5 %).

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Эссентуки-2 ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного

отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Эссентуки-2 расчетный объем ГАО составит 14,39 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Тр1 и Тр2 на трансформаторы мощностью не менее 61,23 МВА на ПС 110 кВ Эссентуки-2 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.

Согласно данным в таблицах 12, 13, фактическая максимальная нагрузка на ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 7,72 МВА. В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 16,7 %.

В соответствии с данными, предоставленными ПАО «Россети Северный Кавказ», коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +3,1 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,05.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,7 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,52 МВА). Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 7,72 + 2,52 + 0 - 0 = 10,24 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Тр1 (Тр2) ПС 35 кВ Ясная Поляна-1, оставшегося в работе после отключения Тр2 (Тр1), на величину до 54,8 % (без ТП превышение до 16,7 %).

В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 расчетный объем ГАО составит 3,625 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Тр1 и Тр2 на трансформаторы мощностью не менее 10,24 МВА на ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Тр1 110/35/10 кВ и Тр2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на ПС 110 кВ Эссентуки-2 и выполнить замену существующих силовых трансформаторов Тр1 35/10 кВ и Тр2 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 (вариант № 1).

Одновременно в работе рассмотрен альтернативный вариант с реконструкцией ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 и переводом её на напряжение 110 кВ со строительством заходов ВЛ 110 кВ и отпайки от ВЛ 35 кВ (вариант № 2).

Согласно информации ПАО «Россети Северный Кавказ» в соответствии с ТУ для ТП физического лица (от 12.03.2024 № 49381/2024/СТВ/ЦЭС/ПРЭС, ДТП от 15.03.2024 № 49381/2024/СТВ/ЦЭС/ПРЭС, заявленной мощностью 2,5 МВт) и ТУ для ТП физического лица (от 12.03.2024 № 49383/2024/СТВ/ЦЭС/ПРЭС, ДТП от 15.03.2024 № 49383/2024/СТВ/ЦЭС/ПРЭС заявленной мощностью 2,5 МВт) предусмотрено расширение ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 с переводом на напряжение 110 кВ с установкой двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью по 25 МВА каждый.

В таблице 11 приведено сравнение капитальных затрат на реализацию данных вариантов.

Таблица 11 – Капитальные затраты на реализацию вариантов усиления сети 35–110 кВ

№ п/п	Наименование	Технические параметры	Стоимость в текущих ценах, млн руб. с НДС
1	<i>Вариант № 1</i>		2608,52
1.1	Реконструкция ПС 110 кВ Эссентуки-2 с заменой существующих трансформаторов 2×40 МВА на трансформаторы 2×63 МВА	Трансформатор 2×63 МВА Выключатели 110 кВ, разъединители 110 кВ, оборудование ОРУ 110 кВ, оборудование РУ 10 кВ, РЗА	1754,83
1.2	Реконструкция ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 с заменой существующих трансформаторов 2×6,3 МВА на трансформаторы 2×16 МВА	Трансформатор 2×16 МВА Выключатели 35 кВ, разъединители 35 кВ, оборудование ОРУ 35 кВ, оборудование РУ 10 кВ, РЗА	853,69
2	<i>Вариант № 2</i>		2119,59
2.1	Реконструкция ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 с переводом на напряжение 110 кВ (ПС 110 кВ Джинал) со строительством РУ 110 кВ с заменой трансформаторов Тр1 35/10 кВ и Тр2 35/10 кВ мощностью по 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью по 25 МВА каждый	Трансформатор 2×25 МВА Прочее необходимое для новой ПС 110/35/10 кВ оборудование	1773,67
2.2	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Эссентуки-2 – Ясная Поляна-2 с отпайкой на ПС Тяговая 39-й км (Л-110) на ПС 110 кВ Джинал ориентировочной протяженностью 2,4 км каждый	2-х цепная ВЛ 110 кВ – 2,4 км	99,25
2.3	Строительство отпайки от ВЛ 35 кВ Эссентуки-2 – Скачки-1 (Л-345) до ПС 110 кВ Джинал ориентировочной протяженностью 10 км	ВЛ 35 кВ – 10 км	246,67

В результате проведенного сравнительного анализа стоимостных показателей по рассматриваемым вариантам установлено, что для реализации варианта № 1 потребуется порядка 2608 млн руб. с НДС, при этом реконструкция ПС 110 кВ Эссентуки-2 очень затруднительна и проблематична из-за стесненных условий территории подстанции, а для реализации варианта № 2 потребуется порядка 2119 млн руб. с НДС.

С учетом экономической целесообразности предлагается выполнить реконструкцию ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 с переводом на напряжение 110/35/10 кВ (с присвоением диспетчерского наименования ПС 110 кВ Джинал), что позволит перевести часть нагрузок сети 35 кВ с ПС 110 кВ Эссентуки-2 на новую подстанцию. Для реконструкции ПС имеются все необходимые условия (площадка для размещения, электрическая сеть 110 и 35 кВ для ее присоединения). Присоединение подстанции к сети 110 кВ предусматривается выполнить путем строительства заходов от ВЛ 110 кВ Эссентуки-2 – Ясная Поляна-2 с отпайкой на ПС Тяговая 39-й км (Л-110) протяженностью около 2×2,4 км.

Для присоединения подстанции к сети 35 кВ рекомендуется подключить к новой подстанции ВЛ 35 кВ, подключенные к действующей ПС 35 кВ Ясная Поляна-1, с образованием нормального разрыва на ВЛ 35 кВ Эссентуки-2 – Т-308 (Л-346) отключением выключателя в РУ 35 кВ ПС 110 кВ Эссентуки-2. Кроме того, необходимо построить участок ВЛ 35 кВ (протяженность около 10 км) от ПС 110 кВ Джинал до ВЛ 35 кВ Эссентуки-2 – Скачки-1 (Л-345) и образовать новую ВЛ 35 кВ Эссентуки-2 – Скачки-1 с отпайкой на ПС Джинал (Л-345) с нормальным разрывом на ПС 110 кВ Джинал.

Реконструкция ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 с переводом на напряжение 110/35/10 кВ (ПС 110 кВ Джинал) со строительством РУ 110 кВ и заменой трансформаторов обеспечит перевод нагрузки (ПС 35 кВ Ясная Поляна-1, ПС 35 кВ Т-308) с ПС 110 кВ Эссентуки-2 в объеме 13,8 МВА (по данным ЗРД 2023) в нормальном режиме, а в ПАР отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Эссентуки-2 полностью снять превышение $S_{\text{дн}}$ оставшегося в работе трансформатора путем перевода нагрузки 11,84 МВА ВЛ 35 кВ Эссентуки-2 – Скачки-1 (Л-345) на ПС 110 кВ Джинал в кратчайшие сроки.

На новой ПС 110 кВ Джинал необходимо установить два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый. В ПАР отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Джинал нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{дн}}$ вновь устанавливаемых трансформаторов и составляет 96 % от $S_{\text{ном}}$.

Нормальная схема соединений электрической сети 35–110 кВ рассматриваемого района с реализованными мероприятиями альтернативного варианта представлена на рисунке 5.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

Таблица 12 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ Эссентуки-2	110/35/10	Тр1	115/38,5/11	40	23,67	20,76	19,50	18,86	20,53	18,99	14,45	19,86	17,31	18,87	0
			Тр2	115/38,5/11	40	28,97	30,79	34,11	37,13	32,33	30,77	23,63	26,97	29,85	29,19	
2	ПС 35 кВ Ясная Поляна-1	35/10	Тр31	35/11	6,3	2,35	2,78	2,67	0,73	3,73	2,76	5,48	0,93	2,35	1,09	0
			Тр32	35/11	6,3	3,20	2,73	3,47	4,74	4,00	1,99	0,00	2,54	2,95	2,08	

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

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Эссентуки-2	Тр1	ТДТН-40000/110/35/10	1972	63	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Тр2	ТДТН-40000/110/35/10	1978	50	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
2	ПС 35 кВ Ясная Поляна-1	Тр31	ТМН-6300/35/10	2014	100	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Тр32	ТМН-6300/35/10	1991	93	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 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Эссентуки-2	2022 / зима	55,99	ПС 110 кВ Эссентуки-2	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	0,83	0,015	0,4	0,181	60,62	61,23	61,23	61,23	61,23	61,23
				ПС 35 кВ Ясная Поляна-1	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	2,739	0,042	0,4, 10	0,27						
				ПС 35 кВ Ясная Поляна-1	Физ. лицо	12.03.2024	49381/2024/СТ В/ЦЭС/ПРЭС	2024	2,5	0	35	1						
				ПС 35 кВ Ясная Поляна-1	Физ. лицо	12.03.2024	49383/2024/СТ В/ЦЭС/ПРЭС	2024	2,5	0	35	1						
				ПС 35 кВ Гражданская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	0,28	0,059	0,4	0,022						
				ПС 35 кВ Орбельяновская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	0,745	0,253	0,4, 10	0,049						
				ПС 35 кВ Бештаугорец	ООО «Стройинвест»	07.03.2014	129/2014	2024	1	0	0,4	0,4						
				ПС 35 кВ Бештаугорец	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	1,458	0,59	0,4, 10	0,087						
				ПС 35 кВ Бештаугорец	ЗАО «Доринда»	09.10.2014	421/2014	2025	2,139	0	0,4	0,856						
				ПС 35 кВ Бештаугорец	ООО «СЗ «Курортный»	26.03.2024	48964/2024/СТ В/ЦЭС/ПРЭС	2026	1,3714	0	0,4, 10	0,549						
ПС 35 кВ Юцкая	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	3,095	0,03	0,4, 10	0,306										
2	ПС 35 кВ Ясная Поляна-1	2023 / зима	7,72	ПС 35 кВ Ясная Поляна-1	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	2,739	0,042	0,4, 10	0,27	10,24	10,24	10,24	10,24	10,24	10,24
				ПС 35 кВ Ясная Поляна-1	Физ. лицо	12.03.2024	49381/2024/СТ В/ЦЭС/ПРЭС	2024	2,5	0	35	1						
				ПС 35 кВ Ясная Поляна-1	Физ. лицо	12.03.2024	49383/2024/СТ В/ЦЭС/ПРЭС	2024	2,5	0	35	1						

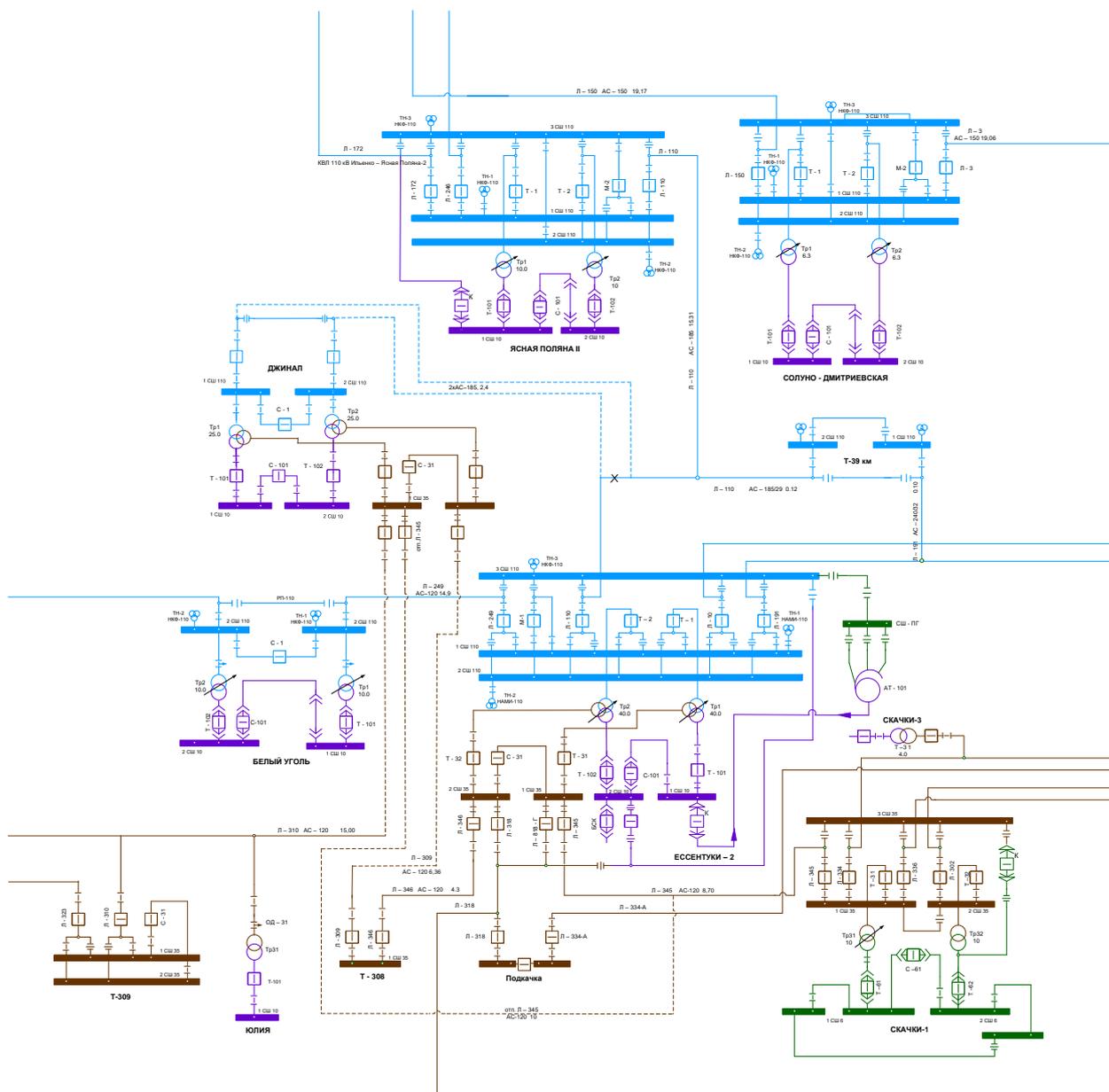


Рисунок 5 – Нормальная схема соединений электрической сети 35–110 кВ рассматриваемого района с реализованными мероприятиями варианта № 2

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 Ставропольского края, отсутствуют.

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

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше на территории Ставропольского края 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 2025–2030 годы

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

В таблице 15 приведены данные о планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Ставропольского края, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 15 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Ставропольского края

№ 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	Производственная база	ООО «Партнер»	0,0	12,0	10	2026	ПС 330 кВ Благодарная ПС 110 кВ Благодарная-110
2	Жилые комплексы	ООО «Стройград»	0,0	10,0	10	2025	ПС 110 кВ Фармацевт

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Ставропольского края на период 2025–2030 годов представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Ставропольского края

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	12087	12084	12256	12400	12545	12645	12758
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	-3	172	144	145	100	113
Годовой темп прироста, %	–	-0,02	1,42	1,17	1,17	0,80	0,89
Потребление электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, млн кВт·ч	12047	12044	12216	12360	12505	12605	12718
Абсолютный прирост потребления электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, млн кВт·ч	–	-3	172	144	145	100	113
Годовой темп прироста, %	–	-0,02	1,43	1,18	1,17	0,80	0,90

Потребление электрической энергии по энергосистеме Ставропольского края прогнозируется на уровне 12758 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,33 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2026 году и составит 172 млн кВт·ч или 1,42 %. Снижение потребления электрической энергии ожидается в 2025 году и составит 3 млн кВт·ч или 0,02 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Ставропольского края учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 15.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Ставропольского края и годовые темпы прироста представлены на рисунке 6.



Рисунок 6 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Ставропольского края и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии энергосистемы Ставропольского края обусловлена следующими основными факторами:

- увеличением производства сельскохозяйственной продукции;
- развитием туристической сферы;
- ростом объемов жилищного строительства и потребления населением.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Ставропольского края на период 2025–2030 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Ставропольского края

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1890	1919	1938	1957	1974	1992	2010
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	29	19	19	17	18	18
Годовой темп прироста, %	–	1,53	0,99	0,98	0,87	0,91	0,90

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Число часов использования максимума потребления мощности (без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме), ч/год	6374	6276	6303	6316	6335	6328	6327

Максимум потребления мощности энергосистемы Ставропольского края к 2030 году прогнозируется на уровне 2010 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,27 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 29 МВт или 1,53 %; наименьший прирост мощности составит 17 МВт в 2028 году или 0,87 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период останется разуплотненным, как и в отчетный период. Число часов использования максимума прогнозируется к 2030 году на уровне 6327 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Ставропольского края и годовые темпы прироста представлены на рисунке 7.

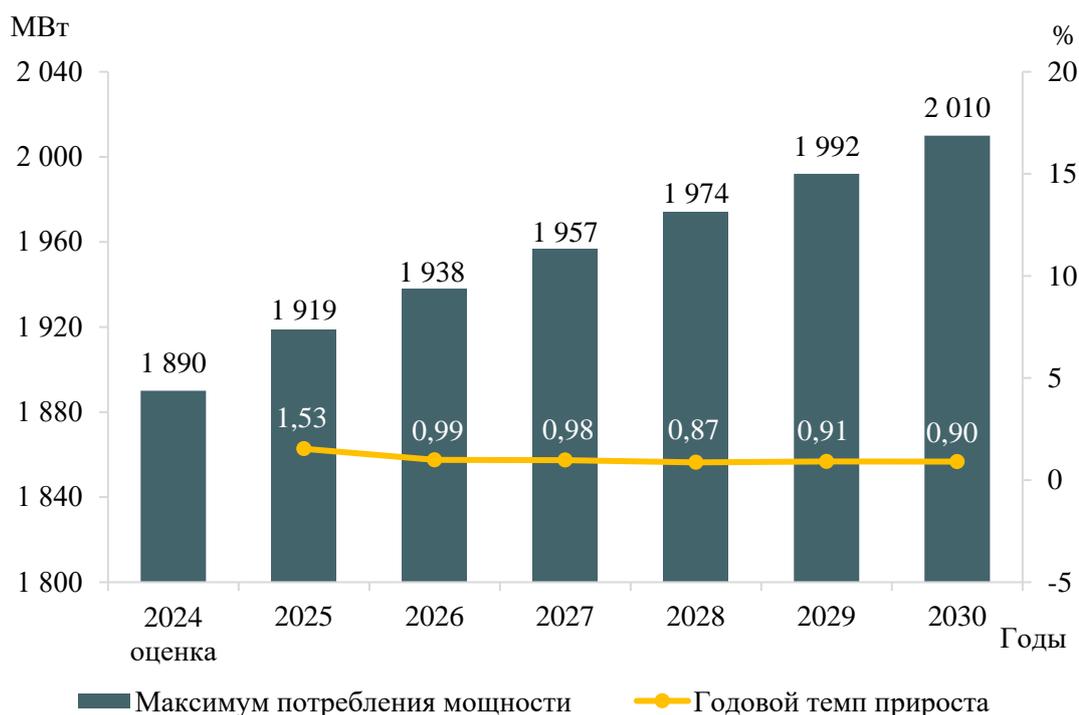


Рисунок 7 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Ставропольского края и годовые темпы прироста

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

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Ставропольского края в 2025–2030 годах составляют 25 МВт.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по энергосистеме Ставропольского края в 2024 году и в период 2025–2030 годов представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Вывод из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Ставропольского края, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
Всего	–	–	–	25	–	–	–	25
ТЭС	–	–	–	25	–	–	–	25

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Ставропольского края в период 2025–2030 годов предусматриваются в объеме 128,8 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Ставропольского края в 2024 году и в период 2025–2030 годов представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Ставропольского края, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
Всего	–	128,8	–	–	–	–	–	128,8
ВЭС	–	128,8	–	–	–	–	–	128,8

Развитие возобновляемых источников энергии предусматривается за счет строительства ВЭС в период 2025–2030 годов в объеме 128,8 МВт.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Ставропольского края в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в период 2025–2030 годов планируется в объеме 5,9 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Ставропольского края в 2030 году составит 5659,5 МВт. К 2030 году в структуре генерирующих мощностей энергосистемы Ставропольского края по сравнению с отчетным годом доля ТЭС снизится с 75,87 % в 2023 году до 73,49 % в 2030 году, доля ГЭС снизится с 8,79 % до 8,62 %, доля СЭС снизится с 1,81 % до 1,77 %. Доля ВЭС возрастет с 13,24 % в 2023 году до 15,79 % в 2030 году, доля ГАЭС возрастет с 0,29 % до 0,33 %.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Ставропольского края представлена в таблице 20. Структура установленной

мощности электростанций энергосистемы Ставропольского края представлена на рисунке 8.

Таблица 20 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Ставропольского края, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	5549,9	5678,7	5684,5	5659,5	5659,5	5659,5	5659,5
ГЭС	484,7	484,7	487,5	487,5	487,5	487,5	487,5
ГАЭС	15,9	15,9	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9
ТЭС	4184,3	4184,3	4184,3	4159,3	4159,3	4159,3	4159,3
ВЭС	765,0	893,8	893,8	893,8	893,8	893,8	893,8
СЭС	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

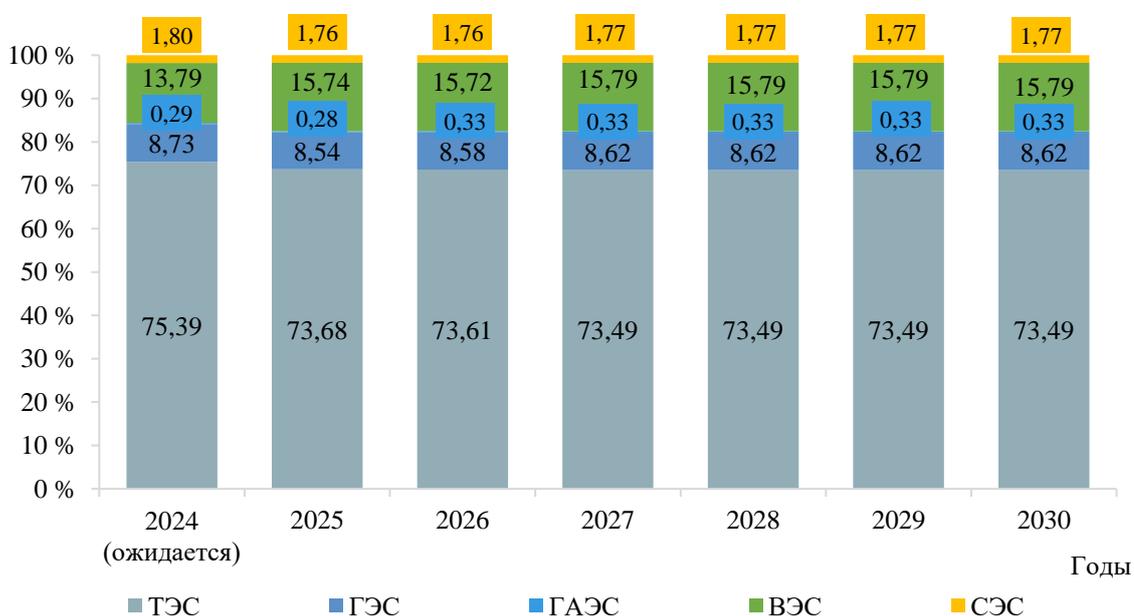


Рисунок 8 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Ставропольского края

Перечень действующих электростанций энергосистемы Ставропольского края с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) приведен в приложении А.

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы

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

Мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше на территории Ставропольского края не требуются.

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 Ставропольского края

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 Ставропольского края.

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 Ставропольского края

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
1	Строительство ПС 110 кВ Ефимовская с установкой одного трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ООО ТК «Солнечный Кисловодск»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО ТК «Солнечный Кисловодск»	ООО ТК «Солнечный Кисловодск»	–	13,9
2	Строительство ВЛ 110 кВ Ильенко – Ефимовская ориентировочной протяженностью 17,2 км		110	км	1×17,2	–	–	–	–	–	–	17,2				
3	Реконструкция ПС 110 кВ Восточная с установкой третьего трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	–	1×16	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Специализированный застройщик Эвилин КМ-3», ООО «Агроком Холдинг», ООО СЗ «М Групп»	ООО «Специализированный застройщик Эвилин КМ-3»	–	8
														ООО «Агроком Холдинг»	–	4,95
														ООО СЗ «М Групп»	–	1,5
4	Реконструкция ПС 110 кВ Ачикулак с заменой трансформатора Тр2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	–	1×10	–	–	–	–	–	10	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО РН «Ставрополь-нефтегаз»	ООО «РН-Ставрополь-нефтегаз»	–	3,8
5	Реконструкция ПС 110 кВ Мин-Воды-2 с заменой трансформатора Тр1 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Производственная компания ОЛПАК», ООО «Алвиса»	ООО «Производственная компания ОЛПАК»	–	4,9
														ООО «АЛВИСА»	0,588	1,208
6	Реконструкция ПС 110 кВ Аэропорт с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью по 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью по 10 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Кредитинвест»	ООО «Кредитинвест»	–	3,65

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
7	Реконструкция ПС 110 кВ Ново-Бештаугорская с заменой трансформаторов Тр1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА и Тр2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью по 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств физического лица	Физическое лицо	–	1,64
8	Реконструкция ПС 110 кВ Зеленогорская с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	–	1×16	–	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Авион»	ООО «Авион»	–	4,9

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 обоснованных 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
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Реконструкция ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 с переводом на напряжение 110 кВ (ПС 110 кВ Джинал) со строительством РУ 110 кВ с заменой трансформаторов Тр31 35/10 кВ и Тр32 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	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	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Эссентуки-2 – Ясная Поляна-2 с отпайкой на ПС Тяговая 39-й км (Л-110) на ПС 110 кВ Джинал ориентировочной протяженностью 2,4 км каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×2,4	–	–	–	–	–	–	4,8	
3	Реконструкция ПС 110 кВ Ачикулак с заменой трансформатора Тр2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО РН «Ставропольнефтегаз»
4	Реконструкция ПС 110 кВ Мин-Воды-2 с заменой трансформатора Тр1 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Производственная компания ОЛПАК», ООО «Алвиса»
5	Реконструкция ПС 110 кВ Лвокумская с заменой трансформаторов Тр1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и Тр2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

4.5 Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют

В таблице 23 приведена предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют.

Итоговые мероприятия по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, обеспечивающие возможность технологического присоединения объектов по производству электрической энергии, должны быть определены в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 861 [3], а также Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1195 [4], и Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Таблица 23 – Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Предварительный год реализации мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии								Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт	
				2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
1	Строительство РУ 110 кВ Сотниковской ВЭС с трансформатором 110/35 кВ мощностью 80 МВА	110	МВА	–	1×80	–	–	–	–	–	–	80	Сотниковская ВЭС	ПАО «ЭЛ5-Энерго»	71,25
2	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Невинномысская ГРЭС-Новая Деревня (Л-25) на Сотниковскую ВЭС проводом марки АС-185 ориентировочной протяженностью 7,8 км с образованием ВЛ 110 кВ Невинномысская ГРЭС – Новая Деревня с отпайкой на Сотниковскую ВЭС	110	км	–	7,8	–	–	–	–	–	7,8				
3	Строительство РУ 110 кВ Симоновской ВЭС с трансформатором 110/35 кВ мощностью 63 МВА	110	МВА	–	1×63	–	–	–	–	–	63	Симоновская ВЭС	АО «ВетроОГК-2»	57,5	
4	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Восход – Рагули (Л-157) на Симоновскую ВЭС ориентировочной протяженностью 1 км с образованием ВЛ 110 кВ Восход – Рагули с отпайкой на Симоновскую ВЭС	110	км	–	1,0	–	–	–	–	–	1,0				

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

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

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

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

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) утвержденных приказом Минэнерго России от 22.12.2023 № 30@ изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2023–2027 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 25.11.2022 № 33@;

2) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2023–2027 годы. Материалы размещены 22.05.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

3) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [1]).

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

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

– на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

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

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Ставропольского края по годам представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Ставропольского края (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Итого за период 2024–2030 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	203	75	85	42	99	1219	252	1975

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 [6];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Ставропольского края 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 [7] НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2024 год на территории Ставропольского края осуществляют свою деятельность 15 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Северный Кавказ» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 65 % в суммарной НВВ сетевых организаций Ставропольского края) и ГУП СК «Ставэлектросеть» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 12 % в суммарной НВВ сетевых организаций Ставропольского края).

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 Ставропольского края на прогнозный период включает в себя:

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

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

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

7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанной на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2023 год в соответствии с:

- информацией, представленной ТСО в соответствии с Приказом Минэнерго России № 1340 [8];
- 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 2023 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;
- нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в

¹ Постановления Региональной тарифной комиссии Ставропольского края от 25.11.2022 № 83/4 и от 24.12.2019 № 74/3 (в редакции от 25.11.2022).

амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

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

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

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 25.

Таблица 25 – 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	35 %	0 % – 35 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	12 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2024 год постановлением региональной тарифной комиссии Ставропольского края от 27.12.2023 № 85/2 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

распределительным сетям Ставропольского края на 2024» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Ставропольского края, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³.

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

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2023 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2024 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Ставропольского края, 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 Ставропольского края, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Ставропольском крае, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления электрической энергии, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2024 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозный уровень ПВВ и НВВ определен с учетом показателей соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности, заключенных между исполнительным органом субъекта Российской Федерации в области

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

государственного регулирования тарифов и территориальными сетевыми организациями на территории региона (далее – регуляторное соглашение), согласованных ФАС России не позднее даты утверждения последней актуальной (на момент разработки раздела) инвестиционной программы при наличии такого регуляторного соглашения.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

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

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

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

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

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

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

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Ставропольского края представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Ставропольского края (в млн руб. без НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	792	879	957	1057	1312	1321
объем капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	–	–	–	28	202	210
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	988	896	1150	1555	1637	2078

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Ставропольского края 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 28 и на рисунке 9.

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

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ПВВ	млрд руб.	20,8	23,0	24,5	25,8	26,9	28,2
НВВ	млрд руб.	22,3	23,4	24,2	25,6	28,1	30,3
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	1,6	0,36	-0,3	-0,2	1,1	2,1
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,00	3,26	3,43	3,56	3,69	3,82
Среднегодовой темп роста	%	–	109	105	104	104	104

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,22	3,31	3,39	3,54	3,85	4,11
Среднегодовой темп роста	%	–	103	102	104	109	107
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,23	0,05	-0,04	-0,02	0,16	0,29

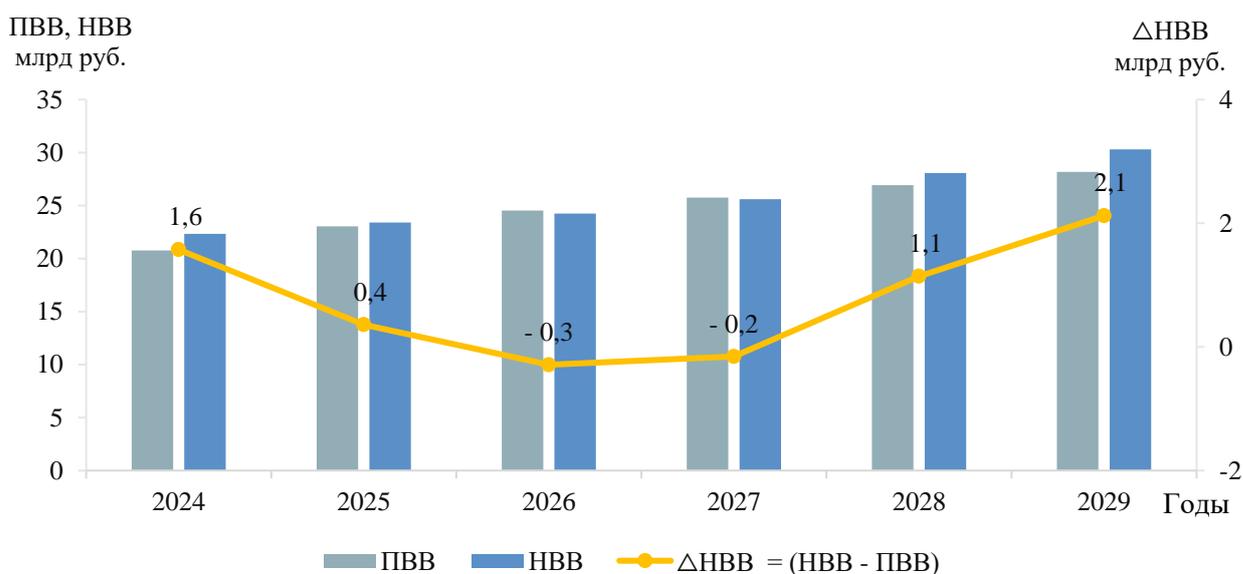


Рисунок 9 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Ставропольского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 28, в прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ТСО Ставропольского края 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 Ставропольского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, выполнена оценка чувствительности экономических условий. Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений заключается в расчете ПВВ при различных сценариях темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

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

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

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

– сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2024 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1) и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2, 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период 2025–2030 годов составляет 12,2–30,2 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 10.

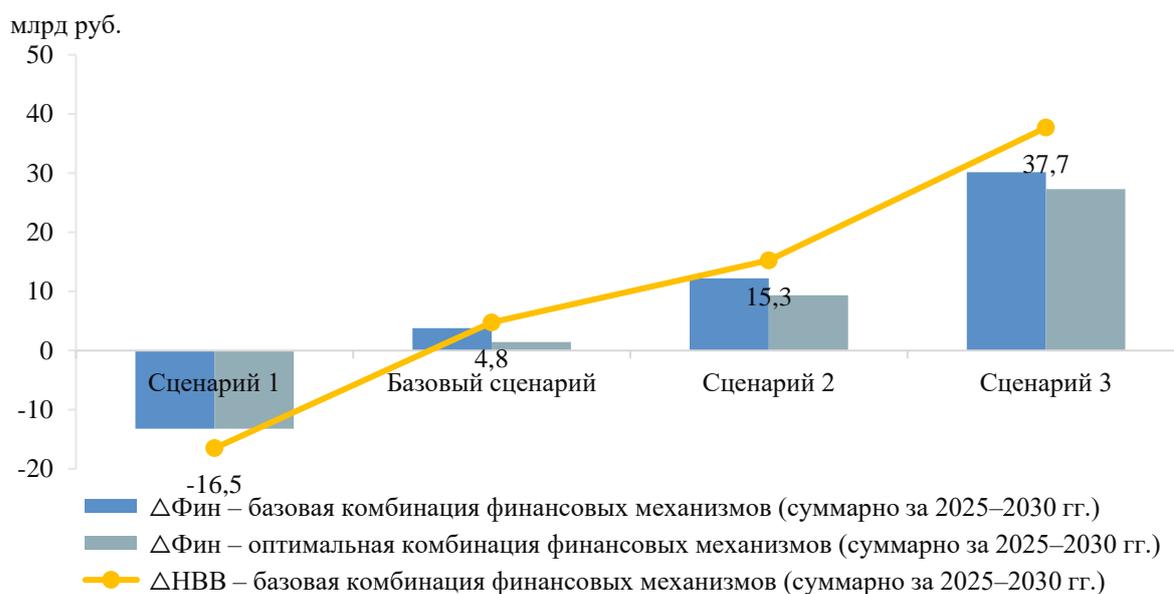


Рисунок 10 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Ставропольского края

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (среднее значение за период 2025–2030 годов)

Наименование	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	28 %	28 %	28 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	72 %	72 %	72 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %	10 %

Как видно из рисунка 10, в прогнозном периоде в Базовом сценарии и сценариях 2, 3 возможно снижение дефицита финансирования при значительных объемах бюджетного финансирования в прогнозных капитальных вложениях (таблица 29).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Ставропольского края, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Ставропольского края, скоординированного развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, в том числе были решены следующие задачи:

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

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

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Ставропольского края оценивается в 2030 году в объеме 12758 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,33 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Ставропольского края к 2030 году увеличится и составит 2010 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,27 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Ставропольского края в период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 6276–6335 ч/год.

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Ставропольского края в 2025–2030 годах составляют 25 МВт на ТЭС.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Ставропольского края в период 2025–2030 годов предусматриваются в объеме 128,8 МВт.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Ставропольского края в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в период 2025–2030 годов планируется в объеме 5,9 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Ставропольского края в 2030 году составит 5659,5 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Ставропольского края в рассматриваемый перспективный период, выдачу мощности намеченных к сооружению новых электростанций позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Ставропольского края.

Всего за период 2024–2030 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 30,8 км, трансформаторной мощности 232 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/ (дата обращения: 29.11.2024).

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

3. Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_51030/ (дата обращения: 29.11.2024).

4. Правила разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 28 декабря 2020 г. № 1195 «Об утверждении Правил разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», от 8 февраля 2019 г. № 81 «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», зарегистрирован М-вом юстиции 27 апреля 2021 г. № 63248. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_383101/ (дата обращения: 29.11.2024).

5. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/ (дата обращения: 29.11.2024).

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

7. Российская Федерация. Правительство. Постановления. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике : Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/ (дата обращения: 29.11.2024).

8. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 20 декабря 2022 г. № 1340 : зарегистрирован М-вом юстиции 16 марта 2023 г., регистрационный № 72599. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_442245/ (дата обращения: 29.11.2024).

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

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2030 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования ¹⁾	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)									
Энергосистема Ставропольского края														
ГЭС-1	ПАО «РусГидро»	1	РО-75-В-250	-	18,5	18,5	18,5	18,50	18,5	18,5	18,5	18,5		
		2	РО-75-В-250		18,5	18,5	18,5	18,50	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	
Установленная мощность, всего		-	-		37,0	37,0	37,0	37,00	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	
ГЭС-2	ПАО «РусГидро»	1	РО-170-638А-250	-	46,0	46,0	46,0	46,00	46,0	46,0	46,0	46,0		
		2	РО-170-638А-250		46,0	46,0	46,0	46,00	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	
		3	РО-170-638А-250		46,0	46,0	46,0	46,00	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	
		4	РО-170-638А-250		46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	
Установленная мощность, всего		-	-		184,0	184,0	184,0	184,0	184,0	184,0	184,0	184,0	184,0	
ГЭС-3	ПАО «РусГидро»	1	РО-75-728Б-В-250	-	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0		
		2	РО-75-728Б-В-250		29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	
		3	РО-75-728Б-В-250		29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	
Установленная мощность, всего		-	-		87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	
ГЭС-4	ПАО «РусГидро»	1	РО-75-728Б-В-250	-	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0		
		2	РО-75-728Б-В-250		26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	
		3	РО-75-728Б-В-250		26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	
Установленная мощность, всего		-	-		78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	
Егорлыкская ГЭС	ПАО «РусГидро»	1	ПР-40/587-В-330	-	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0		
		2	ПР-40/587-В-330		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Установленная мощность, всего		-	-		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
Сенгилеевская ГЭС	ПАО «РусГидро»	1	РО-45/3123-В-140	-	4,5	4,5	4,5	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	Модернизация в 2026 г.	
		2	ПР-45-В-160		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		3	РО-45/3123-В-140		4,5	4,5	4,5	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	Модернизация в 2026 г.
Установленная мощность, всего		-	-		15,0	15,0	15,0	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	
Свистухинская ГЭС	ПАО «РусГидро»	1	ПР-30-В-160	-	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5		
		2	ПР-30-В-160		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		3	ПР-30-В-180		3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	
		4	ПР-30-В-180		3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	
Установленная мощность, всего		-	-		11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	
Орловская ГЭС (Восточные электросети)	ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Ставропольэнерго»	1	Ф-82 ГМ-84	-	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8		
		2	Ф-82 ГМ-84		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	
		3	Ф-82 ГМ-84		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	
Установленная мощность, всего		-	-		2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования ¹⁾	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
														Установленная мощность (МВт)
Ессентукская ГЭС (Центральные электросети)	ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Ставропольэнерго»	1	Ф-300-ТФ	–	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2		
		2	Ф-300-ТФ		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2		
Установленная мощность, всего		–	–		0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4		
Кубанская ГАЭС	ПАО «РусГидро»			–										
		1	63НТВ-30 (СТ-200-2000)		2,7	2,7	2,7	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	Модернизация в 2026 г.
		2	63НТВ-30 (СТ-200-2000)		2,7	2,7	2,7	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	Модернизация в 2026 г.
		3	63НТВ-30 (СТ-200-2000)		2,7	2,7	2,7	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	Модернизация в 2026 г.
		4	63НТВ-30 (СТ-200-2000)		2,7	2,7	2,7	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	Модернизация в 2026 г.
		5	63НТВ-30 (СТ-200-2000)		2,7	2,7	2,7	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	Модернизация в 2026 г.
Установленная мощность, всего		–	–		15,9	15,9	15,9	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9		
Ставропольская ГРЭС	ПАО «ОГК-2»			Газ, мазут										
		1	К-300-240-2		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	
		2	К-300-240-2		305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	
		3	К-300-240-2		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	
		4	К-300-240-2		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	
		5	К-300-240-2		304,0	304,0	304,0	304,0	304,0	304,0	304,0	304,0	304,0	
		6	К-300-240-2		304,0	304,0	304,0	304,0	304,0	304,0	304,0	304,0	304,0	
		7	К-300-240-2		305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	
Установленная мощность, всего		–	–		305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	2423,0	2423,0	2423,0	2423,0	2423,0	2423,0	2423,0	2423,0		
Невинномысская ГРЭС	ПАО «ЭЛС-Энерго»			Газ, мазут										
		1	ПТ-30/35-90/10-5М		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
		2	ПТ-25/30-90/11		25,0	25,0	25,0	25,0						Вывод из эксплуатации в 2027 г.
		3	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		4	Р-50-130/20		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		бл. 6	К-155-130		155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	
		бл. 7	К-155-130		155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	
		бл. 8	К-155-130		155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	
		бл. 9	К-155-130		155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	
		бл. 10	К-155-130		155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	
		бл. 11	К-160-130		160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	
		бл. 14	ПГУ		431,4	431,4	431,4	431,4	431,4	431,4	431,4	431,4	431,4	
Установленная мощность, всего		–	–			1551,4	1551,4	1551,4	1551,4	1526,4	1526,4	1526,4	1526,4	
Кисловодская ТЭЦ	ООО «ЛУКОЙЛ-Ставропольэнерго»				Газ, мазут									
		1	Р-6-35/5М-1	6,0		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		ГПА-1	JMS 620 GS-N.L.	3,1		3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	
		ГПА-2	JMS 620 GS-N.L.	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1		
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1		
ООО «Южная Энергетическая компания» (Лермонтовская ТЭЦ)	ЗАО «Южная энергетическая компания»			Газ, мазут										
		2	АП-4		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования ¹⁾	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
														Установленная мощность (МВт)
		3	АП-4		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		4	АП-4		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		5	P-6-35/5M-1		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0		
ТЭЦ АО «Ставропольсахар»	АО «Ставропольсахар»			Газ										
		1	T2-6-2		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	T2-6-2		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
Новотроицкая ГЭС	ПАО «РусГидро»			–										
		1	Ф123-ВБ-140		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		2	Ф123-ВБ-140		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
Установленная мощность, всего		–	–	–	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7		
Егорлыкская ГЭС-2	ПАО «РусГидро»			–										
		1	PO 45-B-190		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
		2	PO 45-B-190		3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	
		3	PO 45-B-190		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
		4	PO 45-B-190		3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	
Установленная мощность, всего		–	–	–	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2		
ГПЭС АО «Кавминстекло»	АО «Кавминстекло»			Газ										
		1	JSM 612-GS-N.LC		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		2	JSM 612-GS-N.LC		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		3	JSM 612-GS-N.LC		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		4	JSM 612-GS-N.LC		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
Установленная мощность, всего		–	–	–	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3		
Запикетная ГПА-ТЭЦ	ООО «ЛУКОЙЛ-Ставропольэнерго»			Газ										
		2	GES-EH 1750 G		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		3	GES-EH 1750 G		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
Установленная мощность, всего		–	–	–	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5		
Буденновская ТЭС	ООО «ЛУКОЙЛ-Ставропольэнерго»			Газ										
		1, 2, 3	ПГУ		153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0		
Кочубеевская ВЭС	АО «ВетроОГК»			–										
		1–4	LP2 L100-2,5 (LP2)		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		5–12	LP2 L100-2,5 (LP2)		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		13–20	LP2 L100-2,5 (LP2)		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		21–28	LP2 L100-2,5 (LP2)		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		29–36	LP2 L100-2,5 (LP2)		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		37–44	LP2 L100-2,5 (LP2)		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		45–52	LP2 L100-2,5 (LP2)		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		53–60	LP2 L100-2,5 (LP2)		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		61–68	LP2 L100-2,5 (LP2)		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		69–76	LP2 L100-2,5 (LP2)		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		77–84	LP2 L100-2,5 (LP2)		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования ¹⁾	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
														Установленная мощность (МВт)
Барсучковская ГЭС	ПАО «РусГидро»	1	S1/1780-300	-	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8		
		2	S1/1780-300		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		3	S1/1780-300		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
Установленная мощность, всего		-	-		5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	
Старомарьевская СЭС	ООО «Стар Проджектс»	1 очередь (Ташла)	ФЭСМ	-	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5		
		1 очередь (Калиновка)	ФЭСМ		12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	
		2 очередь (Грачевка)	ФЭСМ		12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	
		2 очередь (Красная)	ФЭСМ		12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	
		3 очередь (Кизилровка)	ФЭСМ		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		5 очередь (Дубовка)	ФЭСМ		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		6 очередь (Надежда)	ФЭСМ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Установленная мощность, всего		-	-		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Просьянская ГЭС	ООО «ЭнергоМИН»	1	PO140-Г-105	-	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0		
Установленная мощность, всего		-	-		7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	
Горько-Балковская ГЭС	ООО «ЭнергоМИН»	1	PO45-Г-135	-	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0		
		2	PO45-Г-135		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
		3	PO45-Г-135		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
Установленная мощность, всего		-	-		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
Бондаревская ВЭС	АО «ВетроОГК»	1-8	LP2 L100-2,5	-	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0		
		9-16	LP2 L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		17-24	LP2 L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		25-32	LP2 L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		33-48	LP2 L100-2,5		40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	
Установленная мощность, всего		-	-		120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0
Кармалиновская ВЭС	АО «ВетроОГК»	1-8	LP2 L100-2,5	-	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0		
		9-16	LP2 L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		17-24	LP2 L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
Установленная мощность, всего		-	-		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
Берестовская ВЭС	АО «ВетроОГК-2»	1-8	LP2 L100-2,5	-	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0		
		9-16	LP2 L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		17-24	LP2 L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
Установленная мощность, всего		-	-		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования ¹⁾	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
														Установленная мощность (МВт)
Кузьминская ВЭС	АО «ВетроОГК-2»													
		1-16	LP2 L100-2,5	-	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0		
		17-24	LP2 L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		25-32	LP2 L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		33-40	LP2 L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		41-48	LP2 L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		49-56	LP2 L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		57-64	LP2 L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
Установленная мощность, всего		-	-		160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	
Труновская ВЭС	АО «ВетроОГК-2»													
		1-8	LP2 L100-2,5	-	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0		
		9-16	LP2 L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		17-24	LP2 L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		25-38	LP2 L100-2,5		35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	Ввод в эксплуатацию в 16.02.2024
Установленная мощность, всего		-	-	60,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0		
Медвеженская ВЭС	АО «ВетроОГК-2»													
		1-8	LP2 L100-2,5	-	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0		
		9-24	LP2 L100-2,5		40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	
Установленная мощность, всего		-	-	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
Симоновская ВЭС	АО «ВетроОГК-3»													
		-	ВЭУ (код ГТП GVIE1393)	-			20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.	
		-	ВЭУ (код ГТП GVIE1395)				15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.	
		-	ВЭУ (код ГТП GVIE1396)				22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.	
Установленная мощность, всего		-	-				57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5		
Сотниковская ВЭС	ПАО «ЭЛ5-Энерго»													
			ВЭУ (код ГТП GVIE1336)	-			71,3	71,3	71,3	71,3	71,3	71,3	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.	
Установленная мощность, всего		-	-				71,3	71,3	71,3	71,3	71,3	71,3		

Примечание – ¹⁾ В соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными постановлением Правительства РФ от 27.12.2010 № 1172, поставщики мощности по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, заключенным по результатам отбора проектов, вправе изменить планируемое местонахождение генерирующего объекта. В соответствии с постановлением Правительства РФ от 20.05.2022 № 912 поставщик мощности по указанным договорам вправе до наступления даты начала поставки мощности осуществить отсрочку начала периода поставки мощности.

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 Ставропольского края

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
1	Ставропольского края	Ставропольский край	Реконструкция ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 с переводом на напряжение 110 кВ (ПС 110 кВ Джинал) со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Тр31 35/10 кВ и Тр32 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1083,42	1083,42
2	Ставропольского края	Ставропольский край	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Эссентуки-2 – Ясная Поляна-2 с отпайкой на ПС Тяговая 39-й км (Л-110) на ПС 110 кВ Джинал ориентировочной протяженностью 2,4 км каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×2,4	–	–	–	–	–	–	4,8	– 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		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
3	Ставропольского края	Ставропольский край	Реконструкция ПС 110 кВ Ачикулак с заменой трансформатора Тр2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	2025 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	162,01	162,01
4	Ставропольского края	Ставропольский край	Реконструкция ПС 110 кВ Мин-Воды-2 с заменой трансформатора Тр1 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	2024	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	340,66	200,43

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
5	Ставропольского края	Ставропольский край	Реконструкция ПС 110 кВ Лвокумская с заменой трансформаторов Тр1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и Тр2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	528,72	528,72

Примечания

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