

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2023–2028 ГОДЫ

СТАВРОПОЛЬСКИЙ КРАЙ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Ставропольского края	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	9
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет	10
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет	12
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики	15
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	15
2.2 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	15
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	15
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	15
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	15
2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022– 2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия	21
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше	21
2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ	21
2.3.3 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	26
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы	28
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, реализуемых в энергосистеме Ставропольского края и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.....	28
3.2	Прогноз потребления электрической энергии.....	30
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	31
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	32
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы	35
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	35
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	35
4.3	Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия	37
4.4	Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	39
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	39
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	41
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	42
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	43

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	44
ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к строительству, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	45
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	50

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

ВИЭ	–	возобновляемые источники энергии
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
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИП	–	инвестиционный проект
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
НДС	–	налог на добавленную стоимость
НПС	–	нефтеперекачивающая станция
ПАР	–	послеаварийный режим
ПС	–	(электрическая) подстанция
ПЭС	–	приливная электростанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СК	–	синхронный компенсатор
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
СРС	–	схемно-режимная ситуация
СШ	–	система (сборных) шин
СЭС	–	солнечная электростанция
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства

$\PhiКУ$	–	фильтро-компенсирующее устройство
$ЭЭ$	–	электрическая энергия
S	–	полная мощность
$S_{ддн}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$U_{ном}$	–	номинальное напряжение
ΔW	–	значение потерь электрической энергии

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Ставропольского края за период 2017–2021 годов. За отчетный принимается 2021 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 (2023–2028 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 2028 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Ставропольского края на период до 2028 года, в том числе:

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

1 Описание энергосистемы

Энергосистема субъекта Российской Федерации охватывает территорию Ставропольского края, которая входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ.

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 электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ставропольского края.

1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Ставропольского края

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 – 2 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.;

- 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 – 3 шт., КВЛ 330 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 7 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 2021 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»)	161
Более 50 МВт	
РИП «Невинномысск»	72
ООО «Бастион» (ООО «НЭМЗ»)	67
ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕРВИС» (ООО «Ставролен»)	57
ООО «Солнечный дар»	74
Более 10 МВт	
ООО «РН-Ставропольнефтегаз»	27
АО «Монокристалл»	19

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Ставропольского края на 01.01.2022 составила 5215,0 МВт, в том числе: ГЭС – 484,6 МВт, ТЭС – 4180,4 МВт, ВЭС – 450,0 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 2021 год приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

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

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	4873,32	320,0	–	+21,24	+0,4	5214,96
ГЭС	484,59	–	–	–	–	484,59
ТЭС	4158,73	–	–	+21,24	+0,4	4180,37
ВИЭ – всего	230,0	320,0	–	–	–	550,0
ВЭС	130,0	320,0	–	–	–	450,0
СЭС	100,0	–	–	–	–	100,0

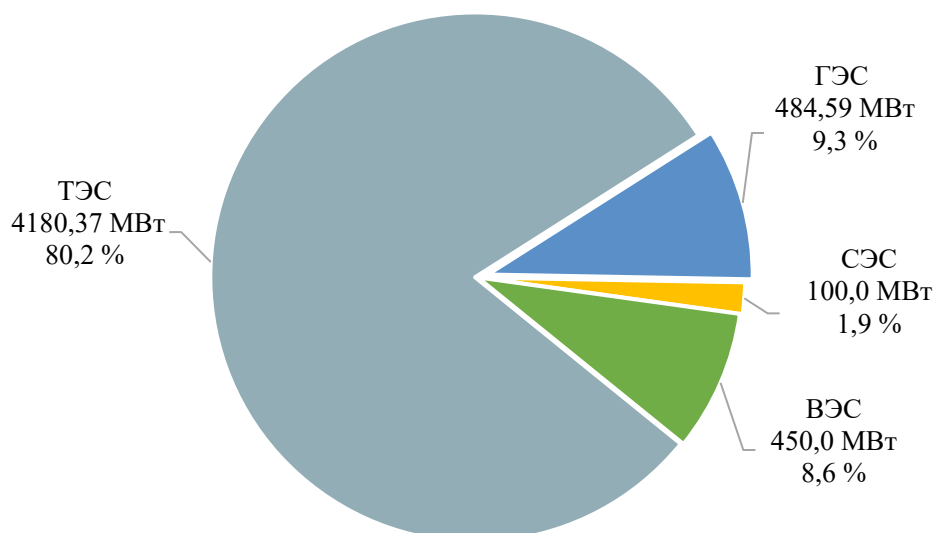


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Ставропольского края по состоянию на 01.01.2022

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

Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности энергосистемы Ставропольского края приведены в таблице 3 и на рисунках 2, 3.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности энергосистемы Ставропольского края

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	10430	10594	10355	10238	11033
Годовой темп прироста, %	1,62	1,57	-2,26	-1,13	7,77
Максимум потребления мощности, МВт	1667	1646	1592	1714	1772
Годовой темп прироста, %	-1,07	-1,26	-3,28	7,66	3,40
Число часов использования максимума потребления мощности	6257	6436	6504	5973	6226
Дата и время прохождения максимума потребления мощности, дд.мм/чч:мм	02.02 19:00	15.01 11:00	25.06 14:00	09.12 10:00	21.07 15:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-5,7	-6,3	27	-2	31,5

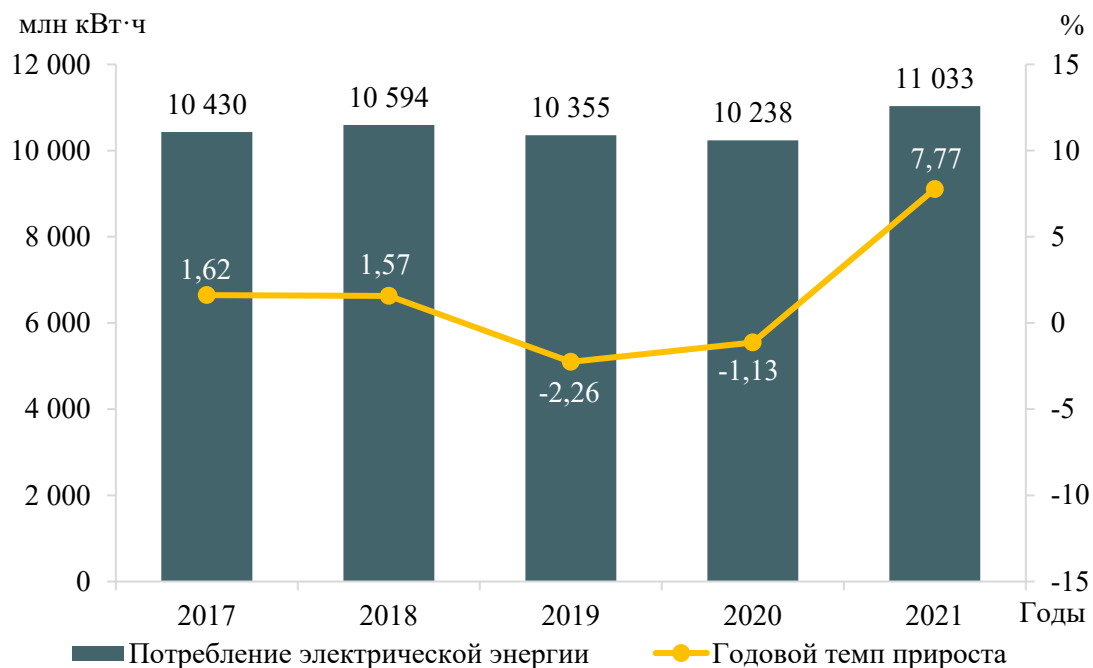


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Ставропольского края и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

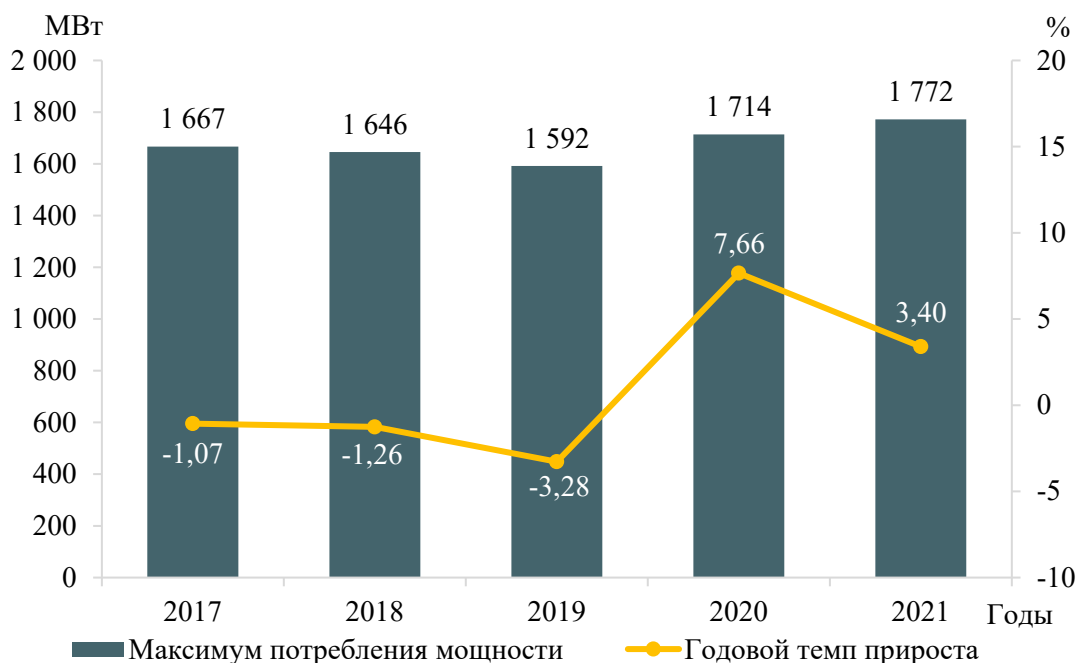


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Ставропольского края и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы Ставропольского края увеличилось на 769 млн кВт·ч и составило в 2021 году 11033 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,46 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 7,77 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2019 году и составило -2,26 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы вырос на 87 МВт и составил 1772 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,01 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 7,66 % в 2020 году и обусловлен переходом прохождения годового максимума с летнего периода на зимний. Наибольшее годовое снижение мощности -3,28 % в 2019 году связано с прохождением годового максимума в летний период и теплой зимой. 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.

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

- значительной разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- прохождением максимального годового потребления мощности как в зимний, так и в летний период;
- ростом потребления в производстве сельскохозяйственной продукции;
- увеличением потребления в сфере услуг и домашних хозяйствах.

1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет

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

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	ВЛ 110 кВ Старомарьевская СЭС – Промкомплекс с отпайкой на ПС Птицепром. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Ставрополь – Промкомплекс с отпайкой на ПС Птицепром (Л-140) на Старомарьевскую СЭС с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Старомарьевская СЭС – Промкомплекс с отпайкой на ПС Птицепром и ВЛ 110 кВ Старомарьевская СЭС – Ставрополь	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2019	23,06 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
2	110 кВ	ВЛ 110 кВ Старомарьевская СЭС – Ставрополь. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Ставрополь – Промкомплекс с отпайкой на ПС Птицепром (Л-140) на Старомарьевскую СЭС с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Старомарьевская СЭС – Промкомплекс с отпайкой на ПС Птицепром и ВЛ 110 кВ Старомарьевская СЭС – Ставрополь	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2019	1,54 км
3	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
4	330 кВ	Строительство новой ВЛ 330 кВ Невинномысск – Барсуки I цепь	АО «ВетроОГК»	2020	0,27 км
5	330 кВ	Строительство новой ВЛ 330 кВ Невинномысск – Барсуки II цепь	АО «ВетроОГК»	2020	0,27 км
6	110 кВ	Строительство новой отпайки на Медвеженскую ВЭС от ВЛ 110 кВ Баклановская – Дмитриевская (Л-276)	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2021	4,26 км
7	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
8	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
9	110 кВ	Строительство новой отпайки на Кармалиновскую ВЭС от ВЛ 110 кВ Красная Заря – Новоалександровская	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2021	1,96 км
10	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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
11	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

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	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

2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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

На территории Ставропольского края энергорайонов, характеризующихся рисками ввода ГАО, не выявлено.

2.2 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), отсутствуют.

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

Предложения от сетевых организаций Ставропольского края по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ отсутствуют.

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

Собственником ПС представлены показатели надежности и объемы недоотпуска электрической энергии, представленные в таблице 6. При этом не зафиксирован объем ущерба, вызванный недоотпуском электрической энергии потребителям.

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

Таблица 6 – Показатели надежности и объемы недоотпуска электрической энергии на объектах энергосистемы Ставропольского края

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущерба от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	n, 1/год	T _{max} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждающий возмещение ущерба
1	ПС 110 кВ Круглолесская	АО Л-253 Александровская - Круглолесская	750,0	ВЛ	110	–	16,4	–	2,6	0,900	0,2	139,2	2,6	6:19	675,0	нет	нет
2	ПС 110 кВ Затеречная	АО ПС «Затеречная»-110/35/6 кВ	15000,0	СШ	110	–	–	3	0,2	2,940	–	–	0	0	1999,5	нет	нет
3	ПС 110 кВ Обильное	АО ВЛ-110кВ Л-32	1800,0	ВЛ	110	–	52,39	–	0,6	0,040	0,4	172,8	0	0	360,0	нет	нет
4	ПС 110 кВ Ачикулак, ПС 110 кВ Каясула	АО Л-123	3980,0	ВЛ	110	–	121,68	–	0,6	0,043	–	–	0	0	862,5	нет	нет
5	ПС 110 кВ Арматурная	АО ВЛ-110 Л-161	3400,0	ВЛ	110	–	2,24	–	0,2	2,110	0,2	0,6	0	0	1076,8	нет	нет
6	ПС 110 кВ Ачикулак, ПС 110 кВ Каясула	АО ВЛ 110 кВ Затеречная – Ищерская I цепь с отпайками (Л-123)	3980,0	ВЛ	110	–	121,68	–	0,6	0,033	–	–	0	0	663,5	нет	нет
7	ПС 110 кВ Водораздел	АО ВЛ 110 кВ Л-149+ Л-31	500,0	ВЛ	110	–	16,75	–	1	2,330	–	–	0,8	1:50	691,7	нет	нет
8	ПС 110 кВ Новоульяновская ПС 110 кВ Полимер	АО Л-166 Полимер - Новоульяновская	6340,0	ВЛ	110	–	38,33	–	0,2	0,140	–	–	0,8	1:36	4438,0	нет	нет
9	ПС 110 кВ Ачикулак, ПС 110 кВ Каясула	АО ВЛ 110 кВ Затеречная – Ищерская I цепь с отпайками (Л-123)	12200,0	ВЛ	110	–	121,68	–	0,6	0,197	–	–	0	0	1626,3	нет	нет
10	ПС 110 кВ Константиновская	АО ПС «Константиновская»-110/10 кВ	1100,0	СШ	110	–	–	1	0,2	5,040	–	–	0	0	238,4	нет	нет
11	ПС 110 кВ Тахта, ПС 110 кВ Большевик	АО ПС «Тахта»-110/35/10 кВ	1500,0	Т	110	3	–	–	0,6	0,133	0,8	6,4	0	0	1000,1	нет	нет
12	ПС 110 кВ Благодарная-110	АО ПС «Благодарный 110»-110/35/10 кВ	4500,0	СШ	110	–	–	1	0,2	2,063	–	–	0	0	149,9	нет	Нет
13	ПС 110 кВ Благодарная	АО Л-063 Благодарная 110 - Восход	4500,0	ВЛ	110	–	34,55	–	0,2	0,007	–	–	0,8	1:45	149,9	нет	нет
14	ПС 110 кВ Круглолесская	АО ВЛ 110 кВ Л-45/253	500,0	ВЛ	110	–	16,4	–	2,6	0,037	0,2	139,2	2,6	6:19	91,7	нет	нет
15	ПС 110 кВ Красный Октябрь	АО Л-86	1200,0	ВЛ	110	–	37,38	–	0,2	4,267	–	–	0	0	320,0	нет	нет
16	ПС 110 кВ Обильное	АО Л-162 Георгиевская - С-Александровская	200,0	ВЛ	110	–	22,71	–	0,4	1,390	–	–	0	0	86,7	нет	нет
17	ПС 110 кВ Заветная	АО ПС «Заветная»-110/35/10 кВ	790,0	Т	110	3	–	–	0,2	10,527	0,8	6,4	0	0	1672,2	нет	нет
18	ПС 110 кВ Прибрежная	АО ВЛ 110 кВ Л-12	700,0	ВЛ	110	–	18,9	–	0,2	0,380	0,2	43,2	0	0	560,0	нет	нет
19	ПС 110 кВ Новопавловская 2	АО Л-036 Новопавловская 2 - Прохладный 2	1850,0	ВЛ	110	–	44,76	–	0,4	1,570	–	–	0	0	154,1	нет	нет
20	ПС 110 Дружба	АО ВЛ 110 кВ Солнечная-Дружба с отпайкой на ПС Семеновод (Л-234)	2600,0	ВЛ	110	–	17,07	–	0,2	1,650	0,2	1,6	0	0	4290,0	нет	нет
21	ПС 110 кВ Тахта, ПС 110 кВ Большевик	АО ПС «Тахта»-110/35/10 кВ	900,0	Т	110	3	–	–	0,6	0,147	1	8	0	0	660,0	нет	нет
22	ПС 110 кВ Ставропольская, ПС 110 кВ Ленинская	АО ВЛ 110 кВ Новоселицкая – Ленинская (Л-151)	220,0	ВЛ	110	–	17,34	–	2,6	0,270	0,2	9,6	0	0	77,0	нет	нет

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущербов от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	n, 1/год	T _{max} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждающий возмещение ущерба
23	ПС 110 кВ Водораздел	АО ВЛ 110 кВ Л-149/Л-31	4000,0	ВЛ	110	–	17,3	–	1	0,083	–	–	0,8	1:30	1666,8	нет	нет
24	ПС 110 кВ Красная - Заря	АО ВЛ 110 кВ Ставропольская ГРЭС – Красная Заря (Л-116)	700,0	ВЛ	110	–	13,75	–	0,2	1,750	0,4	52,8	0	0	548,3	нет	нет
25	ПС 110 кВ Ростовановская	АО ВЛ 110 кВ Ростовановская - Прохладная-2 (Л-90)	980,0	ВЛ	110	–	36,53	–	0,4	10,150	0,2	9,6	0	0	1110,6	нет	нет
26	ПС 110 кВ Ставропольская, ПС 110 кВ Ленинская	АО ВЛ 110 кВ Новоселицкая-Ленинская(Л-151)+ВЛ 110 кВ Ленинская-Ставропольская (Л-171)+ВЛ 110 кВ Благодарная-Ставропольская(Л-154)	220,0	ВЛ	110	–	17,34	–	2,6	1,190	0,4	163,2	0	0	264,0	нет	нет
27	ПС 110 кВ Приозерная	АО ВЛ 110 кВ Колодезная – Приозерная (Л-73), ВЛ-110 кВ Садовая-Приозёрная (Л-74)	1230,0	ВЛ	110	–	32	–	0,4	1,743	–	–	0	0	697,0	нет	нет
28	ПС 110 кВ Тахта, ПС 110 кВ Большевик	АО Л-155 Большевик-Тахта	1270,0	ВЛ	110	–	14,7	–	0,6	0,077	–	–	0	0	486,8	нет	нет
29	ПС 110 кВ Ставропольская, ПС 110 кВ Ленинская	АО ВЛ 110 кВ Новоселицкая-Ленинская(Л-151)+ВЛ 110 кВ Ленинская-Ставропольская (Л-171)+ВЛ 110 кВ Благодарная-Ставропольская(Л-154)	300,0	ВЛ	110	–	10,38	–	2,6	0,070	–	–	0	0	105,0	нет	нет
30	ПС 110 кВ Соломенская ПС 110кВ Ростовановская	АО ВЛ 110 кВ Ростовановская - Прохладная-2 (Л-90) +ВЛ 110 кВ Ростовановская – Соломенская (Л-160)	8200,0	ВЛ	110	–	39,99	–	0,2	0,153	0,2	139,2	0	0	6286,9	нет	нет
31	ПС 110 кВ Круглолесская	АО ВЛ 110 кВ Т-302 – Круглолесская (Л-45)/ ВЛ 110 кВ Круглолесская-Александровская(Л-253)	9400,0	ВЛ	110	–	16,4	–	2,6	0,087	–	–	2,6	6:19	4073,0	нет	нет
32	ПС 110 кВ Водораздел	АО ВЛ 110 кВ ГЭС-3-Водораздел (Л-31)+ВЛ 110 кВ Водораздел-Т-302 (Л-149)	500,0	ВЛ	110	–	16,75	–	1	0,107	–	–	0,8	1:50	266,7	нет	нет
33	ПС 110 кВ Кинжал	АО ВЛ 110 кВ Солуно-Дмитриевская – Кинжал (Л-3)	2500,0	ВЛ	110	–	18,69	–	0,2	1,883	0,2	24	0	0	1958,3	нет	нет
34	ПС 110 кВ Ачикулак, ПС 110 кВ Каясула	АО ВЛ 110 кВ Затеречная – Ищерская I цепь с отпайками (Л-124)	5300,0	ВЛ	110	–	121,68	–	0,4	0,073	0,2	139,2	0	0	1678,5	нет	нет
35	ПС 110 кВ Круглолесская	АО ВЛ 110 кВ Т-302 – Круглолесская (Л-45)/ ВЛ 110 кВ Круглолесская-Александровская(Л-253)	700,0	ВЛ	110	–	16,4	–	2,6	3,507	0,2	24	2,6	6:19	560,0	нет	нет
36	ПС 110 кВ Ачикулак, ПС 110 кВ Каясула	АО ВЛ 110 кВ Затеречная – Ищерская II цепь с отпайками (Л-124)	5300,0	ВЛ	110	–	121,68	–	0,4	0,260	0,2	19,2	0	0	2296,5	нет	нет
37	ПС 110 кВ Круглолесская	АО ВЛ 110 кВ Т-302 – Круглолесская (Л-45)/ВЛ 110 кВ Александровская – Круглолесская (Л-253)	1100,0	Т	110	3	–	–	2,6	0,080	0,8	6,4	2,6	6:19	330,0	нет	нет
38	ПС 110 кВ Щебзавод	АО ВЛ 110 кВ Мин-Воды-2 – Щебзавод (Л-33)/Аэропорт-Щебзавод(Л-196)	4800,0	ВЛ	110	–	5,95	–	0,2	0,543	0,4	249,6	0	0	4560,0	нет	нет

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущербов от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	n, 1/год	T _{max} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждаю- щий возмещение ущерба
39	ПС 110 кВ Пригородная	АО Л-239 Промышленная - Пригородная	4000,0	ВЛ	110	–	12,33	–	0,2	0,053	–	–	0	0	1066,8	нет	нет
40	ПС 110 кВ Петропавловская	АО Л-079 Буденновск 500 - Петропавловская	1420,0	ВЛ	110	–	41,74	–	0,4	0,073	–	–	2	7:07	520,7	нет	нет
41	ПС 110 кВ Петропавловская	АО Л-084 Петропавловская - Арзгир	1420,0	ВЛ	110	–	32,59	–	0,4	0,073	–	–	1,6	3:48	520,7	нет	нет
42	ПС 110 кВ Садова, ПС 110 кВ Голубая	АО Л-075 Арзгир - Голубая	720,0	ВЛ	110	–	9,24	–	0,4	0,140	0,40	25,6	0	0	504,0	нет	нет
43	ПС 110 кВ Ставропольская, ПС 110 кВ Ленинская	АО Л-154 Благодарная -330- Ставропольская	300,0	ВЛ	110	–	26,6	–	2,6	0,160	0,2	9,6	0,2	0:36	240,0	нет	нет
44	ПС 110 кВ Ставропольская, ПС 110 кВ Ленинская	АО Л-151 Новоселицкая - Ленинская	360,0	ВЛ	110	–	17,34	–	2,6	0,153	–	–	0	0	276,0	нет	нет
45	ПС 110 кВ Ставропольская, ПС 110 кВ Ленинская	АО Л-171 Ленинская - Ставропольская	360,0	ВЛ	110	–	10,39	–	2,6	0,153	–	–	0	0	276,0	нет	нет
46	ПС 110 кВ КПФ	АО Л-198 Н.Невинномысская КПФ	8900,0	ВЛ	110	–	3,8	–	0,2	0,117	0,2	1,6	0	0	5191,4	нет	нет
47	ПС 110 кВ Круглолесская	АО Л-045 Т-302 - Круглолесская	1700,0	ВЛ	110	–	45,02	–	2,6	0,053	0,2	9,6	2,6	6:19	453,4	нет	нет
48	ПС 110 кВ Ставропольская, ПС 110 кВ Ленинская	АО Л-151 Новоселицкая - Ленинская	1000,0	ВЛ	110	–	17,34	–	2,6	0,057	–	–	0	0	283,3	нет	нет
49	ПС 110 кВ Троицкая	АО Л-159 Восток - Троицкая	1300,0	ВЛ	110	–	49,73	–	0,6	1,617	–	–	0	0	43,3	нет	нет
50	ПС 110 кВ Ставропольская, ПС 110 кВ Ленинская	АО Л-171 Ленинская - Ставропольская	600,0	ВЛ	110	–	10,39	–	2,6	0,067	0,2	9,6	0	0	200,0	нет	нет
51	ПС 110 Московская	АО Л-259 Московская - Рыздвянная	2400,0	ВЛ	110	–	9,91	–	0,4	0,063	0,40	25,6	0	0	760,1	нет	нет
52	ПС 110 кВ Ставропольская, ПС 110 кВ Ленинская	АО Л-154 Благодарная -330- Ставропольская	546,0	ВЛ	110	–	26,6	–	2,6	0,113	0,2	9,6	0,2	0:36	263,9	нет	нет
53	ПС 110 кВ Ставропольская, ПС 110 кВ Ленинская	АО Л-151 Новоселицкая - Ленинская	354,0	ВЛ	110	–	17,34	–	2,6	0,097	–	–	0	0	171,1	нет	нет
54	ПС 110 кВ Ставропольская, ПС 110 кВ Ленинская	АО Л-171 Ленинская - Ставропольская	354,0	ВЛ	110	–	10,39	–	2,6	0,097	–	–	0	0	171,1	нет	нет
55	ПС 110 кВ Новопавловская 2	АО Л-036 Новопавловская 2 - Прохладный 2	1500,0	ВЛ	110	–	44,76	–	0,4	3,983	–	–	0	0	375,0	нет	нет
56	ПС 110 кВ Ростовановская	АО Л-090 Ростовановская - Прохладный 2	2778,0	ВЛ	110	–	36,53	–	0,4	0,293	–	–	0	0	1203,7	нет	нет
57	ПС 110 кВ Троицкая	АО Л-159 Восток - Троицкая	13400,0	ВЛ	110	–	49,73	–	0,6	5,020	–	–	0	0	30596,2	нет	нет
58	ПС 110 кВ Троицкая	АО Л-159 Восток - Троицкая	300,0	ВЛ	110	–	49,73	–	0,6	2,157	–	–	0	0	25,0	нет	нет
59	ПС 110 кВ Электропривод, ПС 110 кВ Лысогорская	АО Л-009 Отпайка к пс Лысогорская. Отпайка к пс Электропривод	3000,0	ВЛ	110	–	0,07	–	0,2	3,433	–	–	2,8	6:45	2349,9	нет	нет

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущербов от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	n, 1/год	T _{max} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждаю- щий возмещение ущерба
60	ПС 110 кВ Водораздел	АО Л-149 Водораздел - Т-302	440,0	ВЛ	110	–	16,75	–	1	0,047	–	–	0,8	1:50	102,7	нет	нет
61	ПС 110 кВ НС-14	АО Л-257 Гофицкая - НС-14	610,0	ВЛ	110	–	21,3	–	0,4	0,087	–	–	1,2	2:55	264,3	нет	нет
62	ПС 110 кВ Обильное	АО Л-162 Георгиевская - С-Александровская	2900,0	ВЛ	110	–	22,71	–	0,4	3,583	–	–	0	0	1691,6	нет	нет
63	ПС 110 кВ Парковая	АО КВЛ-110 кВ Ильенко - Парковая	6100,0	ВЛ	110	–	2,27	–	0,2	0,200	0,2	148,8	0	0	6100,0	нет	нет
64	ПС 110 кВ Белый Уголь	АО Л-249 Эссентуки-2 - Б.Уголь	3100,0	ВЛ	110	–	14,93	–	0	0,377	0,2	148,8	2,2	5:31	5838,2	нет	нет
65	ПС 110 кВ Белый Уголь	АО Л-249 Эссентуки-2 - Б.Уголь	3100,0	ВЛ	110	–	14,93	–	0,6	0,053	0,2	148,8	2,2	5:31	826,8	нет	нет
66	ПС 110 кВ Белый Уголь	АО Л-249 Эссентуки-2 - Б.Уголь	3100,0	ВЛ	110	–	14,93	–	0,6	0,023	0,2	148,8	2,2	5:31	361,8	нет	нет
67	ПС 110 кВ Белый Уголь	АО Л-249 Эссентуки-2 - Б.Уголь	3100,0	ВЛ	110	–	14,93	–	0,6	4,183	0,6	160	2,2	5:31	3720,0	нет	нет
68	ПС 110 кВ Обильное	АО Л-032 Георгиевск-Зеленокумск с отпайкой на пс Обильное	3800,0	ВЛ	110	–	52,4	–	0,6	0,020	0,2	1,6	0	0	380,0	нет	нет
69	ПС 110 кВ Круглолесская	АО Л-045 Т-302 - Круглолесская	900,0	ВЛ	110	–	45,02	–	2,6	2,977	0,2	139,2	2,6	6:19	570,0	нет	нет
70	ПС 110 кВ Круглолесская	АО Л-253 Александровская - Круглолесская	900,0	ВЛ	110	–	16,4	–	2,6	0,127	–	–	2,6	6:19	570,0	нет	нет
71	ПС 110 кВ Дербетовская	АО Л-056 Ипатово-Дербетовская	4800,0	ВЛ	110	–	19,6	–	0,2	1,607	0,20	9,6	0	0	14160,0	нет	нет
72	ПС 110 кВ Ставропольская, ПС 110 кВ Ленинская	АО Л-151 Новоселицкая - Ленинская	600,0	ВЛ	110	–	17,34	–	2,6	0,060	–	–	0	0	180,0	нет	нет
73	ПС 110 кВ Штурм	АО Л-279 Красногвардейская - Штурм, Л-279 Красногвардейская - Штурм	1150,0	ВЛ	110	–	23,2	–	0,2	0,053	–	–	0	0	306,7	нет	нет
74	ПС 110 кВ Усилие	АО Л-168 Усилие - Новоселицкая	215,0	ВЛ	110	–	20,3	–	0,2	0,080	–	–	0	0	86,0	нет	нет
75	ПС 110 кВ Новоселицкая ПС 110 кВ Новоульяновская	АО ПС «Новоульяновская»- 110/35/10 кВ	1605,0	СШ	110	–	–	1	0,2	0,480	–	–	0	0	642,0	нет	нет
76	ПС 110 кВ Арзгир	АО ПС 110 кВ Арзгир	3940,0	СШ	110	3	–	5	0,2	0,330	0,4	124,8	0	0	6501,0	нет	нет
77	ПС 110 кВ Темнолесская	АО Л-023 НГРЭС - Южная	1900,0	ВЛ	110	–	51,7	–	0,2	0,570	0,4	124,8	0	0	1393,3	нет	нет
78	ПС 110 кВ Гофикая	АО ПС «Гофицкая»-110/35/10 кВ	1400,0	СШ	110	3	–	1	0,2	26,867	–	–	0	0	350,0	нет	нет
79	ПС 110 кВ Светлая	АО Л-117 Светлая - Красногвардейская, Л-117 Светлая - Красногвардейская	17000,0	ВЛ	110	–	55,62	–	0,2	0,133	–	–	0	0	11333,9	нет	нет
80	ПС 110 кВ Ставропольская, ПС 110 кВ Ленинская	АО Л-171 Ставропольская - Ленинская	600,0	ВЛ	110	–	10,39	–	2,6	0,067	–	–	0	0	200,0	нет	нет
81	ПС 110 кВ Садова, ПС 110 кВ Голубая	АО Л-075 Арзгир - Голубая	580,0	ВЛ	110	–	9,24	–	0,4	0,020	–	–	0	0	58,0	нет	нет
82	ПС 110 кВ Троицкая	АО Л-158 Моздок - Троицкая	266,0	ВЛ	110	–	44,6	–	0,2	0,183	–	–	0	0	8,9	нет	нет
83	ПС 110 кВ Приозерная	АО ВЛ 110 кВ Л-73	1500,0	ВЛ	110	–	32	–	0,4	15,453	–	–	0	0	3625,1	нет	нет

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущерба от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	n, 1/год	T _{max} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждаю- щий возмещение ущерба
84	ПС 110 кВ Гофицкая, ПС 110 кВ НС-14, ПС 110 кВ Александрия	АО Л-256 Благодарное 330- Александрия	4250,0	ВЛ	110	–	14,5	–	0,2	0,190	0,2	9,6	0	0	4037,5	нет	нет
85	ПС 110 кВ Рыздвяная	АО Л-259 Московская - Рыздвянная	1861,0	ВЛ	110	–	9,91	–	0,4	0,097	–	–	0	0	899,4	нет	нет
86	ПС 110 кВ Рыздвяная	АО Л-282 ДКС2 - Рыздвянная	1861,0	ВЛ	110	–	12,3	–	0,2	0,100	0,2	1,6	0	0	930,5	нет	нет
87	ПС 110 кВ Круглолесская	АО Л-045 Т-302 - Круглолесская	4900,0	ВЛ	110	–	45,02	–	2,6	0,033	0,2	19,2	2,6	6:19	816,8	нет	нет
88	ПС 110 кВ Терская	АО Л-070 Прикумск-330-Терская	1847,0	ВЛ	110	–	43,7	–	0,4	0,267	0,2	1,6	1,4	5:00	584,9	нет	нет
89	ПС 110 кВ Круглолесская	АО Л-045 Т-302 - Круглолесская	700,0	ВЛ	110	–	45,02	–	2,6	0,060	0,2	137,2	2,6	6:19	140,0	нет	нет
90	ПС 110 кВ Круглолесская	АО Л-253 Александровская - Круглолесская	700,0	ВЛ	110	–	16,4	–	2,6	0,060	–	–	2,6	6:19	140,0	нет	нет
91	ПС 110 кВ Аэропорт	АО Л-195 Железноводская - Аэропорт	2100,0	ВЛ	110	–	12,33	–	0,2	0,640	0,2	1,6	1,4	3:34	4025,1	нет	нет
92	ПС 110 кВ Круглолесская	АО Л-045 Т-302 - Круглолесская	800,0	ВЛ	110	–	45,02	–	2,6	0,067	0,2	19,2	2,6	6:19	160,0	нет	нет
93	ПС 110 кВ Терская	АО Л-070 Прикумск-330-Терская	3420,0	ВЛ	110	–	43,7	–	0,4	1,367	0,2	144	1,4	5:00	4788,0	нет	нет
94	ПС 110 кВ Промышленная	АО Л-135 Ставрополь 330 - Промышленная	15300,0	ВЛ	110	–	–	–	0,2	1,343	–	–	0	0	4080,5	нет	нет
95	ПС 110 кВ Бекешевская	АО Л-243 Бекешевская - Учкеек	5900,0	ВЛ	110	–	5,62	–	0,2	0,153	–	–	0	0	1376,5	нет	нет
96	ПС 110 кВ Водораздел	АО Л-149 Водораздел - Т-302	600,0	ВЛ	110	–	16,75	–	1	0,183	0,2	139,2	0,8	1:50	210,0	нет	нет
97	ПС 110 кВ Круглолесская	АО Л-253 Александровская - Круглолесская	1100,0	ВЛ	110	–	16,4	–	2,6	2,740	–	–	2,6	6:19	990,0	нет	нет
98	ПС 110 кВ НС-14	АО Л-257 Гофицкая - НС-14	680,0	ВЛ	110	–	21,3	–	0,4	0,797	0,6	160,0	1,2	2:55	1099,4	нет	нет
99	ПС 110 кВ Обильное	АО Л-032 Георгиевск-Зеленокумск с отпайкой на пс Обильное, Л-032 Георгиевск-Зеленокумск	2200,0	ВЛ	110	–	52,4	–	0,6	6,573	0,4	172,8	0	0	440,0	нет	нет

2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше, не относящихся к процедуре (реализации) технологического присоединения, не выявлена.

2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ

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

В СиПР Ставропольского края [1] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 с переводом на напряжение 110 кВ с установкой двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый.

На ПС 110 кВ Ессентуки-2 установлены два силовых трансформатора Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью по 40 МВА каждый (находятся в эксплуатации с 1972 и 1978 годов, срок эксплуатации составляет 50 и 44 года соответственно). Максимальная нагрузка подстанции за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 63,05 МВА. В ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 158 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов. При этом ТНВ в день контрольного замера составляла -1,2 °С. В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора при ТНВ -1,2 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,155.

Возможен перевод части нагрузки на другие центры питания в объеме 6 МВА.

Для ликвидации перегрузки свыше длительно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (115,5 %) с учетом перевода нагрузки на смежные центры питания в объеме 6 МВА необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 9,76 МВт (10,85 МВА). Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется техпереворужение ПС 110 кВ Ессентуки-2 с заменой существующих трансформаторов 40 МВА на силовые трансформаторы мощностью 63 МВА каждый.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 63,58 МВА. Таким образом, в ПАР трансформатора Т-2 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 159 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора. С учётом перевода нагрузки на соседние центры питания (6 МВА) нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 57,58 МВА, что составит 144 % от номинальной нагрузки трансформатора.

В случае реализации техпереворужения ПС 110 кВ Ессентуки-2 с заменой существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 40 МВА на 63 МВА, в ПАР одного из трансформаторов с учётом перевода нагрузки на соседние центры питания (6 МВА) нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 91 % от номинальной нагрузки трансформатора.

Однако, замена существующих трансформаторов 110/35/10 кВ Т-1 и Т-2 мощностью по 40 МВА каждый на трансформаторы 110/35/10 кВ мощностью по 63 МВА каждый на ПС 110 кВ Эссентуки-2 очень затруднительна и проблематична из-за стесненных условий территории подстанции. Кроме того, приведенный далее анализ нагрузки на ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 показывает целесообразность строительства нового питающего центра 110 кВ.

На ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 установлены два силовых трансформатора 35/10 кВ Т-1 и Т-2 мощностью по 6,3 МВА каждый (находятся в эксплуатации с 1971 года, срок их эксплуатации составляет 51 год). Максимальная нагрузка подстанции за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 9,45 МВА. В ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 150 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов. При этом ТНВ в день контрольного замера составляла -1,2 °С. По решению собственника ПАО «Россети Северный Кавказ» допускается длительная перегрузка трансформаторов до 105 % от номинальной мощности и аварийная перегрузка трансформаторов до 130 % от номинальной мощности в течение 2 часов.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует в связи с отсутствием связей с другими центрами питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 9,98 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 158 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Исходя из вышеизложенного необходима реконструкция ПС 110 кВ Эссентуки-2 и ПС 35 кВ Ясная Поляна (вариант 1) с увеличением мощности силовых трансформаторов.

Одновременно в работе рассмотрен альтернативный вариант с реконструкцией ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 и переводом её на напряжение 110 кВ (вариант 2).

Проведенный по сборнику укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) ПС и ЛЭП для нужд ОАО «Холдинг МРСК», утвержденного приказом от 20.09.2012 № 488, сравнительный анализ стоимостных показателей по рассматриваемым вариантам показал, что для реализации варианта 1 потребуется порядка 750 млн руб., 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 490 млн руб.

В связи с этим, с точки зрения экономической целесообразности предлагается выполнить реконструкцию ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 с переводом на напряжение 110/35/10 кВ, 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). 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 Ессентуки-2. Кроме того, рекомендуется построить участок ВЛ 35 кВ (протяженность около 10 км) от ПС 110 кВ Ясная Поляна-1 до ВЛ 35 кВ Ессентуки-2 – Скачки-1 (Л-345) и образовать новую ВЛ 35 кВ Ессентуки-2 – Скачки-1 с отпайкой на ПС Ясная Поляна-1 (Л-345) с нормальным разрывом на ПС 110 кВ Ясная Поляна-1. Строительство новой ПС 110 кВ Ясная Поляна-1 обеспечит перевод нагрузки с ПС 110 кВ Ессентуки-2 в объеме 15 МВА, а в послеаварийных режимах отключения одного из трансформаторов полностью снять оставшийся перегруз путем перевода нагрузки ВЛ 35 кВ Л-345 на ПС 110 кВ Ясная Поляна-1 в кратчайшие сроки. Кроме того, нагрузка ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 в объеме 10,9 МВА будет переведена на новую ПС. На новой ПС 110 кВ Ясная Поляна-1 необходимо установить трансформаторы 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый. При отключении одного из трансформаторов мощностью 25 МВА на ПС 110 кВ Ясная Поляна-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 24,98 МВА (99 % номинальной), что в пределах длительно-допустимых значений.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Лысогорская.

В СиПР Ставропольского края [1] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Лысогорская с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 4 МВА.

На подстанции Лысогорская установлены два силовых трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА (находятся в эксплуатации с 1973 и 1986 годов, срок их эксплуатации соответственно составляет 49 и 36 лет). Максимальная нагрузка подстанции за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 2,92 МВА. В ПАР трансформатора Т-2 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 117 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора. При этом ТНВ в день контрольного замера составляла -1,2 °С. В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора при ТНВ -1,2 °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 перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 2,95 МВА. Таким образом, в ПАР трансформатора Т-2 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 118 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Лысогорская ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Лысогорская расчетный объем ГАО составит 0,29 МВт (0,33 МВА).

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 4 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Западная.

В СиПР Ставропольского края [1] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Западная с установкой третьего трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 16 МВА.

На подстанции установлены два силовых трансформатора Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью по 40 МВА каждый (находятся в эксплуатации с 1981 и 1985 годов, срок эксплуатации соответственно составляет 41 и 37 лет). Максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2019 года и составила 45,24 МВА. В ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 113,1 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов. При этом ТНВ в день контрольного замера составляла +26,6 °С. В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора при ТНВ +26,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,94.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Действующие договоры на технологическое присоединение отсутствуют.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Западная ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Западная расчетный объем ГАО составит 6,88 МВт (7,64 МВА).

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется установка третьего трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 16 МВА (величина выбранного номинала мощности определяется возможностью параллельной работы, с имеющимися трансформаторами исходя из условий не менее 1/3 от номинала).

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

Срок реализации мероприятия в соответствии с предложением ПАО «Россети Северный Кавказ» – 2023 год.

ПС 110 кВ Левокумская.

В СиПР Ставропольского края [1] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Левокумская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый.

На подстанции установлены два силовых трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА (находятся в эксплуатации с 1978 года, срок их эксплуатации составляет 44 года). Максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2019 года и составила 8,81 МВА. В ПАР трансформатора Т-1 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 139,8 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов. При этом ТНВ в день контрольного замера составляла +26,6 °С. В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора при ТНВ +26,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,94.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих

устройств может составить 10,83 МВА. Таким образом, в ПАР трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 172 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Левокумская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Левокумская расчетный объем ГАО составит 2,62 МВт (2,91 МВА).

В случае реализации техперевооружения ПС 110 кВ Левокумская с заменой существующего трансформатора Т-2 6,3 МВА на 10 МВА в ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-1 или Т-2, номинальной мощностью 10 МВА) составит 108,3 %, что не соответствует $S_{\text{дн}}$ трансформаторов при температуре +27 °С, в этой связи необходима замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы 16 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА и замена существующего трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Ачикулак.

В СиПР Ставропольского края [1] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Ачикулак с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА.

На подстанции установлены два силовых трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА (находятся в эксплуатации с 1983 и 1985 годов, срок их эксплуатации соответственно составляет 39 и 37 лет). Максимальная нагрузка подстанции за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 11,2 МВА. В ПАР трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 178 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора. При этом ТНВ в день контрольного замера составляла +1,4 °С. В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора при ТНВ +1,4 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,14.

Возможен перевод части нагрузки на другие центры питания в объеме 4 МВА.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 13,13 МВА. Таким образом, в ПАР трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 208 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора (145 % с учетом возможности перевода части нагрузки 4 МВА на соседние центры питания).

В случае реализации техперевооружения ПС 110 кВ Ачикулак с заменой существующего трансформатора Т-2 6,3 МВА на 10 МВА, в ПАР трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 131 % от номинальной мощности (10 МВА). С учётом перевода нагрузки на соседние центры питания (4 МВА) нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 9,1 МВА, что составит 91 % от номинальной нагрузки трансформатора.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Мин-Воды-2.

В СиПР Ставропольского края [1] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Мин-Воды-2 с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА.

На ПС 110 кВ Мин-Воды-2 установлены два силовых трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА (находятся в эксплуатации с 1982 и 1978 годов, срок эксплуатации составляет 40 и 44 года соответственно).

Максимальная нагрузка подстанции за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 36,05 МВА. В ПАР трансформатора Т-2 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 144,2 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора. При этом ТНВ в день контрольного замера составляла +1,4 °С. В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора при ТНВ +1,4 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,14.

Возможен перевод части нагрузки на другие центры питания в объеме 3 МВА.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 41,2 МВА. Таким образом, в ПАР трансформатора Т-2 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 164,8 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора. При переводе нагрузки в объеме 3 МВА загрузка составит 38,2 МВА (152,8 % от $S_{\text{дн}}$ трансформатора Т-1).

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена трансформатора Т-1 110/35/6 мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/6 мощностью 40 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

2.3.3 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, содержащийся в СиПР ЕЭС России [3] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ с учетом их актуализации, приведен в 4.2.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы

3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, реализуемых в энергосистеме Ставропольского края и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности

В энергосистеме Ставропольского края до 2028 года в соответствии с реестром инвестиционных проектов планируется ввод новых производственных мощностей основных потребителей. В таблице 7 приведены данные о планируемых к вводу мощностей основных потребителей, которые учтены в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Ставропольского края.

Таблица 7 – Перечень планируемых к вводу потребителей в соответствии с реестром инвестиционных проектов

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 10 МВт							
1	Тепличный комплекс Солнечный Кисловодск	ООО ТК «Солнечный Кисловодск»	0,0	13,9	110	2023	ПС 330 кВ Ильенко (ПС 110 кВ Ефимовская)

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Ставропольского края на период 2023–2028 годов представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Ставропольского края

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	11400	11599	11646	11694	11726	11787
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	199	47	48	32	61
Годовой темп прироста, %	–	1,75	0,41	0,41	0,27	0,52
Потребление электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, млн кВт·ч	11357	11556	11603	11651	11683	11744
Абсолютный прирост потребления электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, млн кВт·ч	–	199	47	48	32	61
Годовой темп прироста, %	–	1,75	0,41	0,41	0,27	0,52

Потребление электрической энергии по энергосистеме Ставропольского края прогнозируется на уровне 11787 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 0,95 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 199 млн кВт·ч или 1,75 %, наименьший прирост ожидается в 2027 году и составит 32 млн кВт·ч или 0,27 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Ставропольского края учтены планы по реализации инвестиционных проектов, приведенных в таблице 7.

Изменение динамики потребления электрической энергии и годовые темпы прироста энергосистемы Ставропольского края представлены на рисунке 4.

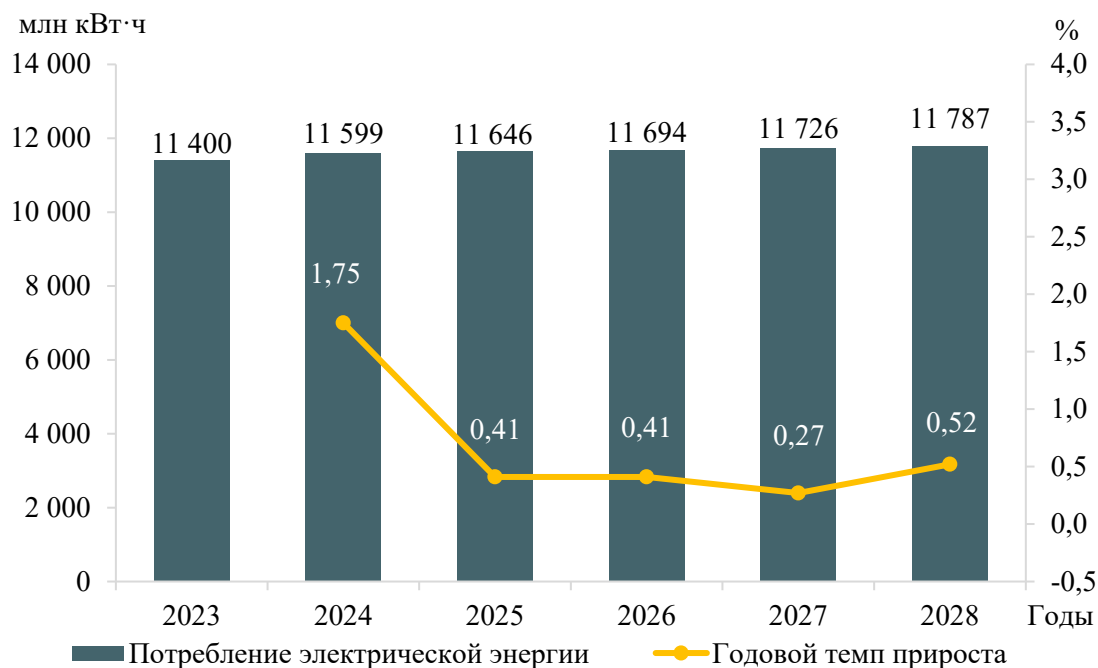


Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Ставропольского края и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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 в домашних хозяйствах.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Ставропольского края на период 2023–2028 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Ставропольского края

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1805	1808	1813	1818	1822	1828
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	3	5	5	4	6
Годовой темп прироста, %	–	0,17	0,28	0,28	0,22	0,33

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Число часов использования максимума потребления мощности (без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме)	6292	6392	6400	6409	6412	6425

Максимум потребления мощности энергосистемы Ставропольского края к 2028 году прогнозируется на уровне 1828 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,45 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2028 году и составит 6 МВт или 0,33 %; наименьший прирост ожидается в 2024 году и составит 3 МВт или 0,17 %.

Годовой режим электропотребления энергосистемы в прогнозный период будет иметь тенденцию к уплотнению. Число часов использования максимума прогнозируется на уровне 6425 час/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Ставропольского края и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.

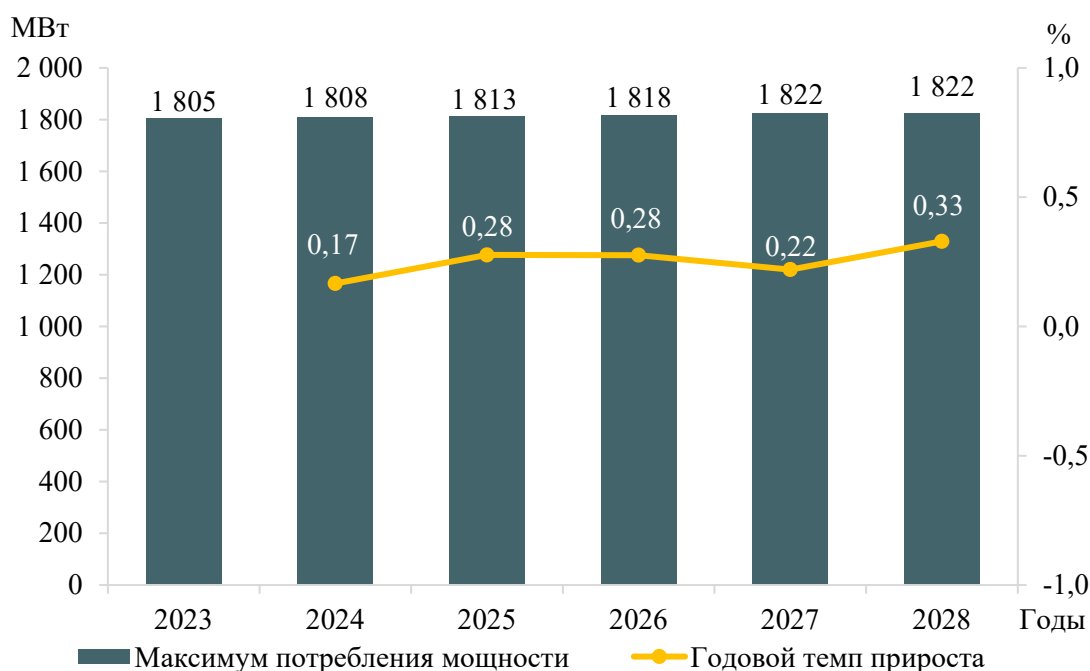


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Ставропольского края и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Ставропольского края в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 342,3 МВт, в том числе: на ГЭС – 16 МВт, на ВИЭ – 326,3 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по энергосистеме Ставропольского края в период 2023–2028 годов представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Ставропольского края, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего за 2023–2028 гг.
Энергосистема Ставропольского края	271,0	–	71,3	–	–	–	342,3
ГЭС	16,0	–	–	–	–	–	16,0
ВИЭ – всего	255,0	–	71,3	–	–	–	326,3
ВЭС	255,0	–	71,3	–	–	–	326,3

В энергосистеме Ставропольского края в период 2023–2028 годов на малых ГЭС предполагается ввод в эксплуатацию генерирующих мощностей в объеме 16 МВт.

Развитие возобновляемых источников энергии предусматривает строительство ВЭС в объеме 326,3 МВт.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Ставропольского края в результате проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования в период 2023–2028 годов планируется в объеме 6 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций Ставропольского края в 2028 году составит 5621,1 МВт. К 2028 году в структуре генерирующих мощностей энергосистемы Ставропольского края по сравнению с 2021 годом снизится доля ТЭС с 80,2 % до 74,3 %, доля ГЭС с 9,3 % до 9,0 %, доля СЭС с 1,9 % до 1,8 %. Доля ВЭС возрастет с 8,6 % в 2021 году до 14,9 % в 2028 году.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Ставропольского края в период 2023–2028 годов представлена в таблице 11. Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Ставропольского края в период 2023–2028 годов представлена на рисунке 6.

Таблица 11 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Ставропольского края, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Энергосистема Ставропольского края	5543,8	5543,8	5618,1	5621,1	5621,1	5621,1
ГЭС	500,6	500,6	503,6	506,6	506,6	506,6
ТЭС	4178,2	4178,2	4178,2	4178,2	4178,2	4178,2
ВИЭ – всего	865,0	865,0	936,3	936,3	936,3	936,3
ВЭС	765,0	765,0	836,3	836,3	836,3	836,3
СЭС	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

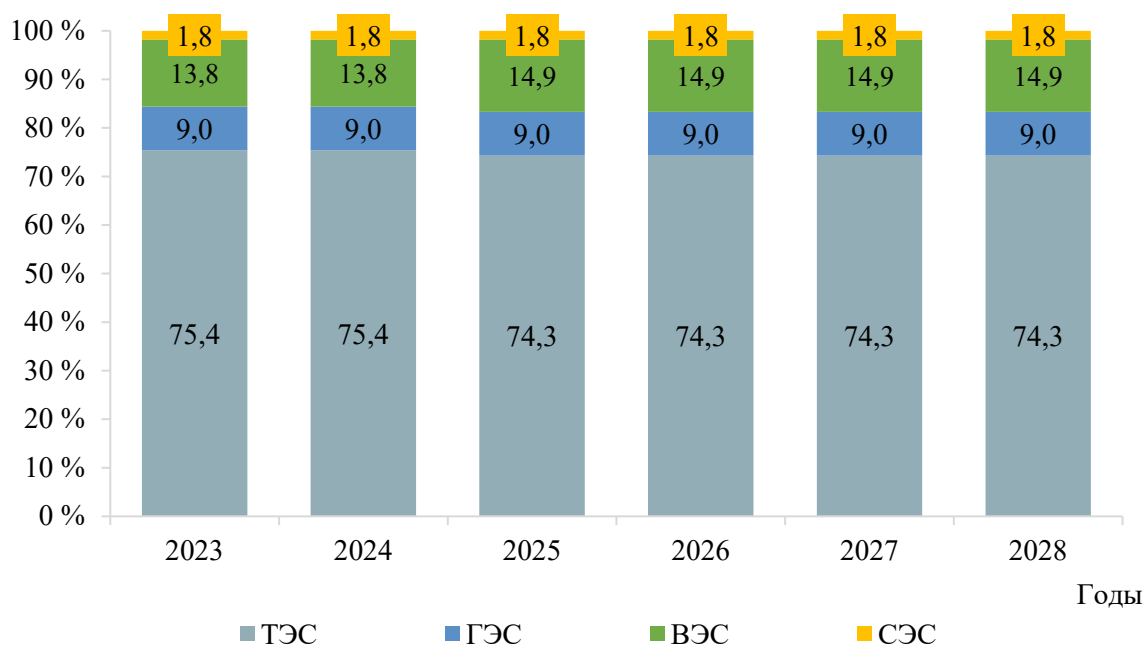


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Ставропольского края

Перечень действующих электростанций энергосистемы Ставропольского края с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) в период 2023–2028 годов приведены в приложении А.

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 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 ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) 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 12 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 12 – 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	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Строительство ПС 110 кВ Ефимовская с установкой одного трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА и	ООО ТК «Солнечный Кисловодск»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения электроустановок ООО ТК «Солнечный Кисловодск»	ООО ТК «Солнечный Кисловодск»	–	13,85
2	Строительство ВЛ 110 кВ Ильенко - Ефимовская ориентировочной протяженностью 17,2 км		110	км	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	–	16	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения электроустановок ООО «Специализированный застройщик Эвилин КМ-1»	ООО «Специализированный застройщик Эвилин КМ-1»	–	8
4	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ НПС-5 - Безопасная на Труновскую ВЭС ориентировочной протяженностью 6 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	6	–	–	–	–	–	6	Обеспечение выдачи мощности Труновской ВЭС	АО «ВетроОГК-2»	–	95
5	Строительство заходов ВЛ 110 кВ ГЭС-4 - Южная (Л-64) на Кузьминскую ВЭС ориентировочной протяженностью 8,8 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×8,8	–	–	–	–	–	17,6	Обеспечение выдачи мощности Кузьминской ВЭС	АО «ВетроОГК-2»	–	160
6	Реконструкция ПС 110 кВ Ачикулак с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	10	–	–	–	–	–	10	Обеспечение технологического присоединения ООО РН «Ставропольнефтегаз»	ООО «РН-Ставропольнефтегаз»	–	3,8
7	Реконструкция ПС 110 кВ Мин-Воды-2 с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	40	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения ООО «Производственная компания ОЛПАК», ООО «Алвиса», ГУП СК «Ставэлектросеть»	ООО «Производственная компания ОЛПАК»	–	4,9
													ООО «АЛВИСА»		1,2
													ГУП СК «Ставэлектросеть»		0,65
8	Строительство новой ПС 110 кВ Плодовая с установкой трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ООО «Югпромовощ»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	10	Обеспечение технологического присоединения ООО «Югпромовощ»	ООО «Югпромовощ»	–	6
9	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Кинжал – Солуно-Дмитриевская с отпайкой на ПС Луч на ПС 110 кВ Плодовая ориентировочной протяженностью 15 км	ООО «Югпромовощ»	110	км	15	–	–	–	–	–	15				
10	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 ООО «Кредитинвест»	ООО «Кредитинвест»	–	3,65

4.3 Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

Сводный перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России [3] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия, приведен в таблице 13.

Таблица 13 – Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
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 Т-1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью по 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью по 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
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 0,2 км каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×0,2	–	–	–	–	–	0,4	
3	Реконструкция ПС 110 кВ Ачикулак с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	10	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Реконструкция ПС 110 кВ Лысогорская с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 4 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×4	–	–	–	–	–	4	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	Реконструкция ПС 110 кВ Мин-Воды-2 с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	40	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	Реконструкция ПС 110 кВ Левокумская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и трансформатора Т-2 110/35/10 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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
7	Реконструкция ПС 110 кВ Западная с установкой третьего трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

4.4 Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

Обоснованные предложения сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), отсутствуют.

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 14 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 [4].

Таблица 14 – 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	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
1	Строительство РУ 110 кВ ВЭС Чистополь с трансформатором 110/35 кВ мощностью 125 МВА	110	МВА	–	1×125	–	–	–	–	125	ВЭС Чистополь	ПАО «Энел Россия»	71,3
2	Строительство КВЛ 110 кВ Чистополь ВЭС – Эркен-Шахар ориентировочной протяженностью 25 км	110	км	–	25	–	–	–	–	25			

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) итогового проекта инвестиционной программы ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2023–2027 годы и проекта изменений, которые вносятся в инвестиционную программу ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2022–2026 годы. Материалы размещены 09.11.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) утвержденной приказом Минэнерго России от 25.11.2022 № 33@ инвестиционной программы ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2023–2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Северный Кавказ», утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2021 № 34@;

3) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [5]).

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 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов (опубликован 28.09.2022 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 %).

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 в долгосрочной перспективе, 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 2028 году в объеме 580 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,95 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Ставропольского края к 2028 году увеличится и составит 1828 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,45 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Ставропольского края в 2023–2028 годах прогнозируется на уровне 6425 час/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Ставропольского края в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 342,3 МВт, в том числе: на ГЭС – 16 МВт, на ВИЭ – 326,3 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Ставропольского края в 2028 году составит 5621,1 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 2023–2028 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 81,2 км, трансформаторной мощности 339 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Схема и программа развития электроэнергетики Ставропольского края на 2023–2027 годы : утверждены Распоряжением Губернатора Ставропольского края от 27 апреля 2022 г. № 216-р «Об утверждении Схемы и программы развития электроэнергетики Ставропольского края на 2023–2027 годы». – Ставрополь, 2022. – Текст : непосредственный.

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 (ред. от 28.12.2020) : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).

3. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 28 февраля 2022 г. № 146 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы». – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 28.09.2022).

4. 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 (ред. от 14.03.2022) «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: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).

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 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).

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 2028 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
Энергосистема Ставропольского края												
ГЭС-1	ПАО «РусГидро»			–								
		1	РО-75-В-250		18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	
		2	РО-75-В-250		18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	
Установленная мощность, всего		–	–		37,0	37,0	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	46,0	46,0	46,0	46,0	
		2	РО-170-638А-250		46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	
		3	РО-170-638А-250		46,0	46,0	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	
Установленная мощность, всего		–	–		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	
		2	РО-75-728Б-В-250		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	
Установленная мощность, всего		–	–		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	
		2	РО-75-728Б-В-250		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	
Установленная мощность, всего		–	–		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	
		2	ПР-40/587-В-330		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	
Сенгилеевская ГЭС	ПАО «РусГидро»			–								
		1	РО-45/3123-В-140		4,5	4,5	4,5	6,0	6,0	6,0	6,0	Модернизация в 2025 г.
		2	ПР-45-В-160		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	6,0	6,0	6,0	6,0	Модернизация в 2025 г.
Установленная мощность, всего		–	–		15,0	15,0	15,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
Свистухинская ГЭС	ПАО «РусГидро»			–								
		1	ПР-30-В-160		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	
		3	ПР-30-В-180		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	
Установленная мощность, всего		–	–		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	
		2	Ф-82 ГМ-84		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	
Установленная мощность, всего		–	–		2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	
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	
		2	Ф-300-ТФ		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	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
Кубанская ГАЭС	ПАО «РусГидро»			—								
		1	63НТВ-30 (СТ-200-2000)		2,7	2,7	2,7	2,7	3,2	3,2	3,2	Модернизация в 2026 г.
		2	63НТВ-30 (СТ-200-2000)		2,7	2,7	2,7	2,7	3,2	3,2	3,2	Модернизация в 2026 г.
		3	63НТВ-30 (СТ-200-2000)		2,7	2,7	2,7	2,7	3,2	3,2	3,2	Модернизация в 2026 г.
		4	63НТВ-30 (СТ-200-2000)		2,7	2,7	2,7	2,7	3,2	3,2	3,2	Модернизация в 2026 г.
		5	63НТВ-30 (СТ-200-2000)		2,7	2,7	2,7	2,7	3,2	3,2	3,2	Модернизация в 2026 г.
		6	63НТВ-30 (СТ-200-2000)		2,7	2,7	2,7	2,7	3,2	3,2	3,2	Модернизация в 2026 г.
Установленная мощность, всего		—	—		15,9	15,9	15,9	15,9	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	
		2	К-300-240-2		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	
		4	К-300-240-2		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	
		6	К-300-240-2		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	
		8	К-300-240-2		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	
Невинномысская ГРЭС	ПАО «ЭЛ5-Энерго»			Газ, мазут								
		1	ПТ-30/35-90/10-5М		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	25,0	25,0	25,0	
		3	ПТ-80/100-130/13		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	
		бл. 6	К-155-130		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	
		бл. 8	К-155-130		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	
		бл. 10	К-155-130		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	
		бл. 14	ПГУ		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	1551,4	1551,4	1551,4	
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	
		1ГП	КАМАЗ KG-200S		0,2							Отсоединение 01.03.2022
		2ГП	КАМАЗ KG-200S		0,2							Отсоединение 01.03.2022
Установленная мощность, всего		—	—	—	6,4	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
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	
		3	АП-4		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	
		5	Р-6-35/5М-1		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	
ТЭЦ АО «Ставропольсахар»	АО «Ставропольсахар»			Газ								
		1	T2-6-2		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
		2	T2-6-2		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	
Новотроицкая ГЭС	ПАО «РусГидро»			–								
		1	Ф123-ВБ-140		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	
Установленная мощность, всего		–	–		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	
		2	PO 45-B-190		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	
		4	PO 45-B-190		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	
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	
		2	JSM 612-GS-N.LC		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	
		4	JSM 612-GS-N.LC		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	
Запикетная ГПА-ТЭЦ	ООО «ЛУКОЙЛ-Ставропольэнерго»			Газ								
		1	GES-EH 1750 G		1,8							Отсоединение 01.03.2022
		2	GES-EH 1750 G		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	5,3	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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	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	
		5-12	LP2 L100-2,5 (LP2)		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	
		21-28	LP2 L100-2,5 (LP2)		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	
		37-44	LP2 L100-2,5 (LP2)		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	
		53-60	LP2 L100-2,5 (LP2)		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	
		69-76	LP2 L100-2,5 (LP2)		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	
Установленная мощность, всего		–	–			210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0
Барсучковская ГЭС	ПАО «РусГидро»			–								
		1	S1/1780-300		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	
		3	S1/1780-300		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	
Старомарьевская СЭС	ООО «Стар Проджектс»											
		1 оч. (Ташла)	ФЭСМ		12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	
		1 оч.(Калиновка)	ФЭСМ		12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	
		2 оч (Грачевка)	ФЭСМ		12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
		2 оч (Красная)	ФЭСМ	—	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	
		3 оч (Кизиловка)	ФЭСМ		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		5 оч (Дубовка)	ФЭСМ		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		6 оч (Надежда)	ФЭСМ		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	
Просаянская ГЭС	ООО «ЭнергоМИН»			—								
		1	PO140-Г-105 (код ГТП GVIE0985)			7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
Установленная мощность, всего		—	—			7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	
Горько-Балковская ГЭС	ООО «ЭнергоМИН»			—								
		1–3	PO45-Г-135 (код ГТП GVIE0984)			9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
Установленная мощность, всего		—	—			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	
		9-16	LP2 L100-2,5		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	
		25-32	LP2 L100-2,5		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	
Установленная мощность, всего		—	—		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	
		9-16	LP2 L100-2,5		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	
Установленная мощность, всего		—	—		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	Ввод в эксплуатацию 07.12.2022
		9-16	LP2 L100-2,5			20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	Ввод в эксплуатацию 07.12.2022
		17-24	LP2 L100-2,5			20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	Ввод в эксплуатацию 07.12.2022
Установленная мощность, всего		—	—			60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
Кузьминская ВЭС	АО «ВетроОГК-2»			—								
		1-16	ВЭУ (код ГТП GVIE0531)			40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
		17-24	ВЭУ (код ГТП GVIE0555)			20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
		25-32	ВЭУ (код ГТП GVIE0546)			20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
		33-40	ВЭУ (код ГТП GVIE0543)			20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
		41-48	ВЭУ (код ГТП GVIE0547)			20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
		49-56	ВЭУ (код ГТП GVIE0549)			20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
		57-64	ВЭУ (код ГТП GVIE0545)			20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
Установленная мощность, всего		—	—			160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	
Труновская ВЭС	АО «ВетроОГК-2»			—								
		1–8	ВЭУ (код ГТП GVIE0541)			20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
		9–16	ВЭУ (код ГТП GVIE0554)	–		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
		17–24	ВЭУ (код ГТП GVIE0542)			20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
		25–38	ВЭУ (код ГТП GVIE1450)			35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
Установленная мощность, всего		–	–			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	
		9-24	LP2 L100-2,5		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	
ВЭС Чистополь	ПАО «ЭЛ5-Энерго»			–								
			ВЭУ (код ГТП GVIE1336)					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	

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 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб.
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
1	Ставропольский край	Ставропольский край	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 Т-1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью по 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью по 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	766,61	766,61
2	Ставропольский край	Ставропольский край	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ессентуки-2 – Ясная Поляна-2 с отпайкой на ПС Тяговая 39-й км (Л-110) на ПС 110 кВ Джинал ориентировочной протяженностью 0,2 км каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×0,2	–	–	–	–	–	0,4	–			

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб.
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
3	Ставрополь- ский край	Ставрополь- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Ачикулак с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	10	2024	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	93,02	93,02

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб.
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
4	Ставрополь- ский край	Ставрополь- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Лысогорская с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 4 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×4	–	–	–	–	–	4	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	52,14	52,14

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб.
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
5	Ставрополь- ский край	Ставрополь- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Мин-Воды 2 с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	40	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	114,19	110,27
6	Ставрополь- ский край	Ставрополь- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Левокумская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и трансформатора Т-2 110/35/10 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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	203,03	203,03

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб.
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
7	Ставрополь- ский край	Ставрополь- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Западная с установкой третьего трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	76,2	76,2

Примечания

1 ¹⁾ Необходимый год реализации – год среднесрочного периода, в котором на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России, то в качестве необходимого указывается первый год среднесрочного периода.

2 ²⁾ Планируемый год реализации – год среднесрочного периода, определенный с учетом планов и решений по перспективному развитию энергосистемы, строительству, реконструкции, модернизации, техническому перевооружению, вводу в эксплуатацию и выводу из эксплуатации объектов по производству электрической энергии (мощности) и объектов электросетевого хозяйства, учтенных в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации либо Министра энергетики Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами.