

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА РОСТОВСКОЙ ОБЛАСТИ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	9
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период	10
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	11
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	13
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России	16
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	16
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций	16
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	16
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	24
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	29
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	29
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	29
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям	40

3	Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы	41
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	41
3.2	Прогноз потребления электрической энергии.....	44
3.3	Прогноз потребления мощности.....	45
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	47
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы	49
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	49
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 Ростовской области	49
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	53
4.4	Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	55
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	58
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	60
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	61
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	62
7.1	Основные подходы.....	62
7.2	Исходные допущения.....	63
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	66
7.3	Результаты оценки тарифных последствий.....	67
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	69
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	71

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	72
ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации	74
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	78

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
АТ	–	автотрансформатор
АТГ	–	автотрансформаторная группа
АЭС	–	атомная электростанция
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВИЭ	–	возобновляемые источники энергии
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КС	–	контролируемое сечение
ЛЭП	–	линия электропередачи
МДП	–	максимально допустимый переток активной мощности
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МО	–	муниципальное образование
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
н/д	–	нет данных
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПГУ	–	парогазовая установка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РМ	–	расчетная математическая модель
РП	–	(электрический) распределительный пункт

РУ	– (электрическое) распределительное устройство
СВ	– секционный выключатель
СиПР	– Схема и программа развития
Средний единый (котловой) тариф	– средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
СРМ	– схемно-режимные мероприятия
СРС	– схемно-режимная ситуация
Т	– трансформатор
ТНВ	– температура наружного воздуха
ТП	– технологическое присоединение
ТСО	– территориальная сетевая организация
ТТ	– трансформатор тока
ТУ	– технические условия
ТЭС	– тепловая электростанция
ТЭЦ	– теплоэлектроцентраль
ШР	– шунтирующий реактор
ЭПУ	– энергопринимающие устройства
ЭЭС	– электроэнергетическая система (территориальная)
$I_{адтн}$	– значение аварийно допустимой токовой нагрузки
$I_{ддтн}$	– значение длительно допустимой токовой нагрузки
$I_{расч}$	– расчетное значение тока
$S_{ддн}$	– длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{ном}$	– номинальная полная мощность
$U_{ном}$	– номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Ростовской области входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ и обслуживает территорию Ростовской области.

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

– филиал ПАО «Россети» – Ростовское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Ростовской области;

– филиал ПАО «Россети Юг» – «Ростовэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110 кВ на территории Ростовской области;

– АО «Донэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110 кВ на территории Ростовской области.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Ростовской области связана с энергосистемами:

– Республики Адыгея и Краснодарского края (Филиал АО «СО ЕЭС» Кубанское РДУ): ВЛ 500 кВ – 3 шт., ВЛ 330 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 3 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– Ставропольского края (Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт.;

– Волгоградской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Волгоградское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 3 шт., ВЛ 110 кВ – 6 шт.;

– Республики Калмыкия (Филиал АО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ): ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 4 шт.;

– Донецкой Народной Республики и Луганской Народной Республики (Филиал АО «СО ЕЭС» Донбасское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 330 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей на территории Ростовской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ОАО «РЖД» в границах Ростовской области	265,0
АО «ТАГМЕТ»	199,0
Филиал ООО «ЭЛ 6» в г. Новочеркасск	108,0

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 50 МВт	
ООО «Новороссийский прокатный завод»	97,0
АО «Транснефть-Приволга», АО «Черномортранснефть» в границах Ростовской области	58,0
Более 10 МВт	
АО «Алюминий металлург рус»	35,0
АО «Ростовводоканал»	28,0
ООО «ПК «НЭВЗ»	27,0
ООО «Юг Руси-Золотая семечка»	19,0
Филиал АО «АЭМ-технологии» «Атоммаш» в г. Волгодонск	14,0
АО «НЗНП»	12,0

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Ростовской области на 01.01.2024 составила 7834,9 МВт, в том числе: АЭС – 4071,9 МВт, ГЭС – 211,5 МВт, ТЭС – 2944,2 МВт, ВЭС – 607,3 МВт.

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

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

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Ростовской области, МВт

Наименование	На 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	7834,9	–	–	–	–	7834,9
АЭС	4071,9	–	–	–	–	4071,9
ГЭС	211,5	–	–	–	–	211,5
ТЭС	2944,2	–	–	–	–	2944,2
ВЭС	607,3	–	–	–	–	607,3

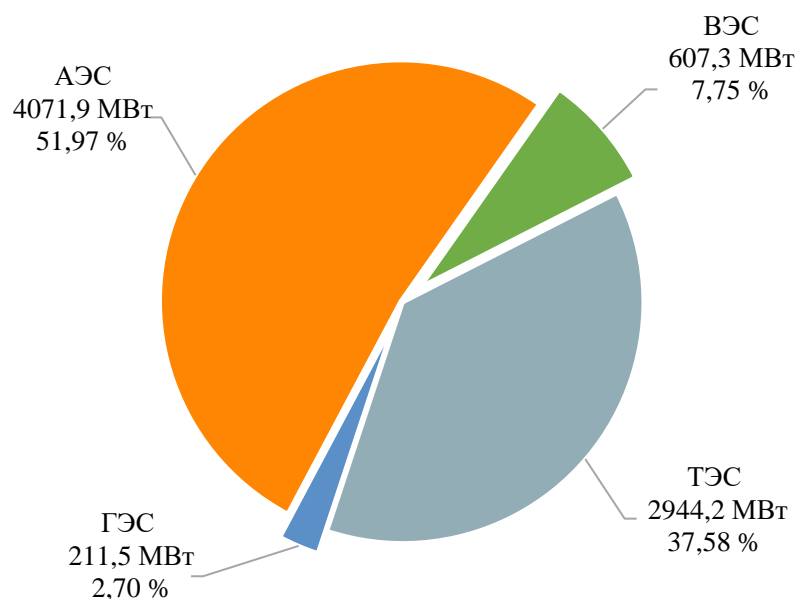


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Ростовской области по состоянию на 01.01.2024

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Ростовской области в 2023 году составило 47274,3 млн кВт·ч, в том числе: на АЭС – 32929,4 млн кВт·ч, ГЭС – 639,2 млн кВт·ч, ТЭС – 11878,1 млн кВт·ч, ВЭС – 1827,6 млн кВт·ч.

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

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

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	44328,9	42829,3	44324,0	48361,7	47274,3
АЭС	33887,1	32806,4	31712,7	35046,3	32929,4
ГЭС	509,0	299,5	338,2	338,8	639,2
ТЭС	9932,8	8954,4	10917,7	11109,9	11878,1
ВЭС	–	769,0	1355,4	1866,7	1827,6

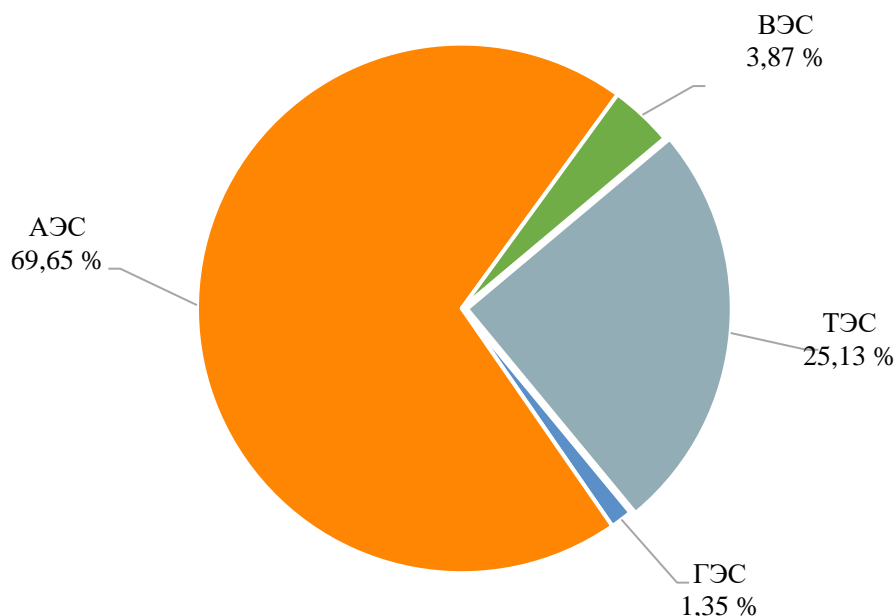


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Ростовской области в 2023 году

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

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

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Ростовской области

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	18882	18519	19883	20088	20406
Годовой темп прироста, %	-2,48	-1,92	7,37	1,03	1,58
Максимум потребления мощности, МВт	2980	3182	3308	3130	3410/ 3191 ¹⁾
Годовой темп прироста, %	-1,78	6,78	3,96	-5,38	8,95
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6336	5820	6011	6418	5984
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	23.01 11:00	07.07 15:00	21.07 14:00	07.12 17:00	07.08 15:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-6,4	32,0	30,8	-7,5	29,7

Примечание – ¹⁾ Для сведения – максимальное потребление мощности в зимний период.

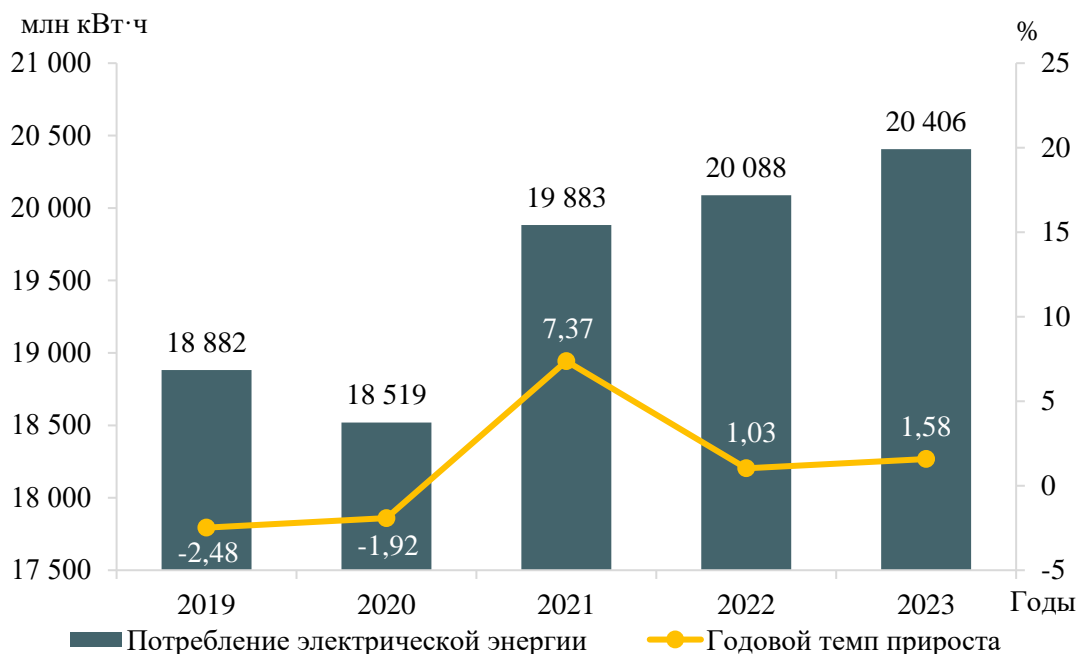


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии энергосистемы Ростовской области и годовые темпы прироста

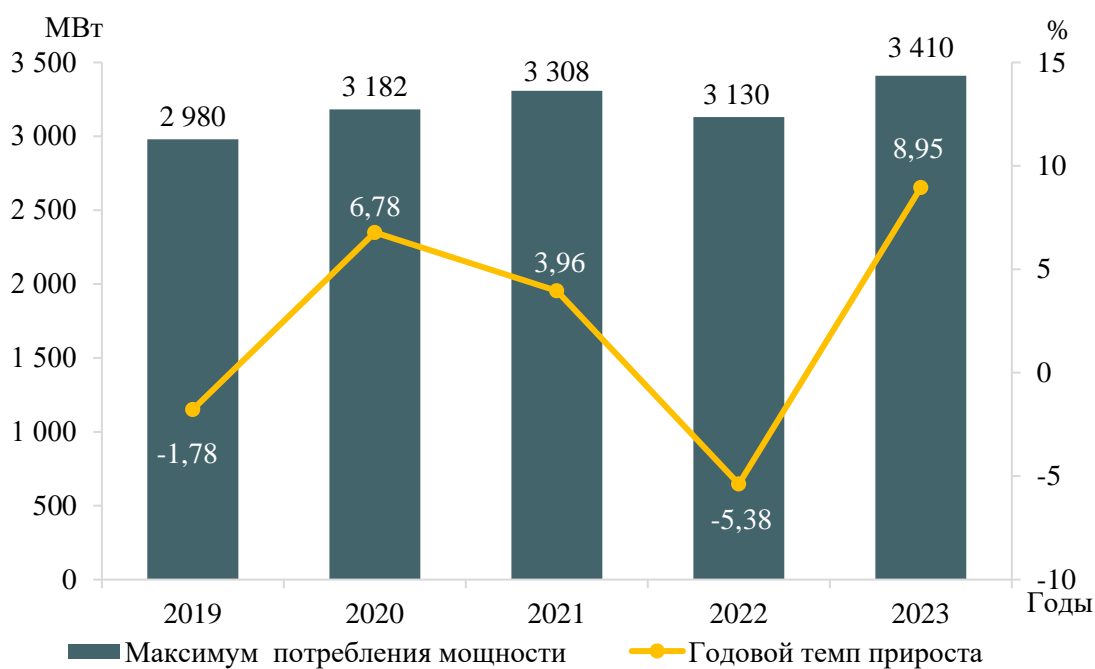


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности энергосистемы Ростовской области и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии энергосистемы Ростовской области увеличилось на 1043 млн кВт·ч и составило в 2023 году 20406 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,05 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 7,37 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2019 году и составило 2,48 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности энергосистемы Ростовской области вырос на 376 МВт и составил 3410 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 2,36 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 8,95 % в 2023 году и обусловлен прохождением годовых максимумов в дневное время летнего периода при экстремально высоких ТНВ. Наибольшее годовое снижение мощности составило 5,38 % в 2022 году.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Ростовской области был зафиксирован в 2023 году в размере 3410 МВт в летний период.

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

- значительной разницей среднесуточных ТНВ сезонов года в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- увеличением потребления в сфере транспортировки и хранения;
- разнонаправленными тенденциями потребления в металлургическом производстве;
- снижением потерь в сетях при передаче электрической энергии;
- ростом потребления в сфере услуг и населением.

1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Ростовской области приведен в таблице 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Ростовской области приведен в таблице 6.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Промзона – Колодези	ОАО «РЖД»	2019	23 км
2	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Промзона – Кутейниково	ОАО «РЖД»	2019	61 км
3	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Колодези – Кутейниково	ОАО «РЖД»	2019	38,5 км
4	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Азовская ВЭС – А-30	ПАО «Россети Юг»	2020	48,14 км
5	110 кВ	Строительство новой отпайки на Сулинскую ВЭС от ВЛ 110 кВ Б3 – Г14	ПАО «Россети Юг»	2020	14,6 км
6	110 кВ	Строительство новой отпайки на Каменскую ВЭС от ВЛ 110 кВ Б4 – ГПП1	ПАО «Россети Юг»	2020	0,63 км
7	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Заря от ВЛ 110 кВ Г18 – Г4	ПАО «Россети Юг»	2020	1,65 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
8	110 кВ	Строительство новой отпайки на Казачью ВЭС от ВЛ 110 кВ ГПП1 – Волченская ПТФ	ПАО «Россети Юг»	2020	11,37 км
9	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Джангар от ВЛ 110 кВ Ремонтненская – Б.Ремонтное	ПАО «Россети Юг»	2020	12,6 км
10	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Полевая от ВЛ 110 кВ Зимовники – Наримановская	ПАО «Россети Юг»	2021	0,04 км
11	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Полевая от ВЛ 110 кВ Зимовники – НСЗ	ПАО «Россети Юг»	2021	0,04 км
12	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Чистый город от ВЛ 110 кВ Самбек – Синявская	ПАО «Россети Юг»	2023	3,91 км
13	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Миус от ВЛ 110 кВ Т-15 – Т22 с отпайкой на ПС Т23	РУЗКС ЮВО ФКП «УЗКС МО РФ»	2023	8,65 км
14	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Скороход от ВЛ 110 кВ Т-15 – Матвеев Курган	РУЗКС ЮВО ФКП «УЗКС МО РФ»	2023	1,17 км
15	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Скороход и ПС 110 кВ Миус от ВЛ 110 кВ Т-15 – Т21	РУЗКС ЮВО ФКП «УЗКС МО РФ»	2023	36,05
16	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Танаис от ВЛ 110 кВ Синявская – Хапры	РУЗКС ЮВО ФКП «УЗКС МО РФ»	2023	0,8 км
17	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Танаис от КВЛ 110 кВ Р-20 – А-20 II цепь с отпайками	РУЗКС ЮВО ФКП «УЗКС МО РФ»	2023	19,6 км
18	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Каланча от ВЛ 110 кВ Р-20 – А-20 I цепь с отпайками	РУЗКС ЮВО ФКП «УЗКС МО РФ»	2023	16,41 км
19	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Каланча от КВЛ 110 кВ Р-20 – А-20 II цепь с отпайками	РУЗКС ЮВО ФКП «УЗКС МО РФ»	2023	16,41 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	500 кВ	Замена ШР на Ростовской АЭС	АО «Концерн Росэнергоатом»	2020	180 Мвар
2	220 кВ	Установка автотрансформатора на ПС 220 кВ А-30	ПАО «Россети»	2020	63 МВА
3	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Погорелово	ПАО «Россети»	2021	125 МВА
4	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Г2	ПАО «Россети Юг»	2019	25 МВА
5	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Колодези	ОАО «РЖД»	2019	2×40 МВА
6	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Кутейниково	ОАО «РЖД»	2019	2×40 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
7	110 кВ	Установка ИРМ-110 (БСК и УШР) на ПС 110 кВ Колодези	ОАО «РЖД»	2019	25 Мвар
8	110 кВ	Установка ИРМ-110 (БСК и УШР) на ПС 110 кВ Кутейниково	ОАО «РЖД»	2019	25 Мвар
9	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ С2	ПАО «Россети Юг»	2019	6,3 МВА
10	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Заря	ПАО «Россети Юг»	2020	2×63 МВА
11	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Полевая	ПАО «Россети Юг»	2021	63 МВА 100 МВА
12	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Т1	ПАО «Россети Юг»	2021	25 МВА
13	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Погорелово	ОАО «РЖД»	2022	40 МВА
14	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Миус	РУЗКС ЮВО ФКП «УЗКС МО РФ»	2023	2×16 МВА
15	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Скороход	РУЗКС ЮВО ФКП «УЗКС МО РФ»	2023	2×16 МВА
16	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Танаис	РУЗКС ЮВО ФКП «УЗКС МО РФ»	2023	2×16 МВА
17	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Каланча	РУЗКС ЮВО ФКП «УЗКС МО РФ»	2023	2×16 МВА
18	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Погорелово	ОАО «РЖД»	2023	40 МВА
19	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ ГПП4	ООО «Ростсельмаш-энерго»	2023	2×40 МВА
20	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ Т24	ПАО «Россети Юг»	2023	16 МВА
21	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ АС12	ПАО «Россети Юг»	2023	25 МВА
22	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Ш34	ПАО «Россети Юг»	2023	20 МВА

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

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

На территории Ростовской области в ретроспективном периоде за 2019–2023 годы отсутствовали энергорайоны, характеризующиеся рисками ввода ГАО. Риски превышения ДДТН элементов электрических сетей и ввода ГАО, выявленные в 2024 году и в период 2025–2030 годов, а так же мероприятия для их ликвидации приведены в разделе 2.3.1.

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

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

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

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

Таблица 7 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2019	18.12.2019	7,2
	19.06.2019	27,2
2020	16.12.2020	-1,0
	17.06.2020	23,7
2021	15.12.2021	3,0
	16.06.2021	23,2
2022	21.12.2022	0,8
	15.06.2022	21,5
2023	20.12.2023	3,9
	21.06.2023	23,9

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

– для однострансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{длн}$) нагрузочного трансформатора в нормальной схеме;

– для двух- и более трансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{длн}$) нагрузочного трансформатора с учетом отключения одного наиболее мощного трансформатора на подстанции.

2.2.1.1 ПАО «Россети Юг»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Юг» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 8 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 9 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 10 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

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

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ АС12	110/10	Т-1	110/10	6,3	3,67	4,47	7,29	5,28	7,45	2,11	1,98	2,82	3,83	2,47	0
			Т-2	110/10	6,3	5,92	5,85	6,44	6,87	8,05	2,76	4,12	4,52	3,98	3,80	
2	ПС 110 кВ Чалтырь	110/35/10	Т-2	110/35/10	25	4,69	13,33	14,89	12,72	22,06	14,44	4,3	10,52	11,42	13,15	0
			Т-3	110/35/10	16	4,43	12,57	14,59	15,24	12,36	11,61	4,69	7,07	9,06	9,41	
3	ПС 110 кВ АС1	110/35/10	Т-1	110/35/10	10	5,59	7,97	6,29	8,81	9,37	5,52	2,13	5,08	5,61	5,45	0
			Т-2	110/35/10	10	8,15	6,28	10,43	8,43	8,09	8,00	6,04	6,22	8,96	7,85	
4	ПС 110 кВ БТ1	110/6	Т-1	115/6,3-6,3	25 (12,5)	11,12	12,32	12,82	13,97	12,26	10,30	9,65	9,55	12,39	12,16	0
			Т-2	115/6,3-6,3	25 (12,5)	11,83	14,06	15,62	16,54	15,53	14,28	10,08	11,52	12,40	15,40	
5	ПС 110 кВ Центральная	110/35/6	Т-1	115/38,5/6,6	10	7,13	7,02	7,30	8,75	7,99	5,80	5,90	6,70	6,05	7,96	5 (в зимний период), 1,3 (в летний период)
			Т-2	115/38,5/6,6	7,5	5,10	5,70	5,90	7,47	7,69	5,04	5,10	5,05	5,05	6,50	

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

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ АС12	Т-1	ТМН-6300/110/10	1985	93,88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТМН-6300/110/10	1983	н/д	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Чалтырь	Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	2013	96,5	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-3	ТДТН-16000/110/35/10	1981	74,8	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ АС1	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	1987	76,13	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-10000/110/35/10	1987	83,67	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ БТ1	Т-1	ТРДН-25000/110	1988	89,83	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		Т-2	ТРДН-25000/110	1982	89,83	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ Центральная	Т-1	ТДТН-10000/110	1970	84,13	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		Т-2	ТМТГ-7500/110	1960	82,31	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82

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

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ АС12	2023 / зима	15,5	ПС 110 кВ АС12	Общество с ограниченной ответственностью «ЕВРОПОЛИМЕР»	04.07.2016	61-1-16-00270427	2024	3,6	0,6	10	2,1	18,289	22,021	22,021	22,021	22,021	22,021
					Индивидуальный предприниматель Исаев Алексей Вячеславович	14.05.2024	61-1-24-00748013	2026	4,95	0	10	3,465						
					ТУ для ТП менее 670 кВт (154 шт.)			2024	4,98	0	–	0,498						
2	ПС 110 кВ Чалтырь	2023 / зима	34,42	ПС 110 кВ Чалтырь	Администрация Мясниковского района	21.09.2020	61-1-20-00523257	2025	0,8	0	10	0,56	37,43	37,43	37,43	37,43	37,43	37,43
				ПС 35/10 кВ Б.Салы	Индивидуальный предприниматель Запорожец Петр Владимирович	05.06.2023	61-1-23-00702739	2025	1	0	10	0,5						
				ТУ для ТП менее 670 кВт (184 шт.)			2024	3,949	0	–	0,395							
				ПС 35/10 кВ Советка	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,012	0	0,4	0,001						
				ПС 35/10 кВ Советка-2	ТУ для ТП менее 670 кВт (3 шт.)			2024	0,037	0	0,4	0,004						

ПС 110 кВ АС12.

Согласно данным в таблицах 8, 9 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 15,5 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 119 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +3,9 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,123.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 12,93 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 6,521 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Юг» в соответствии с ТУ для ТП ООО «ЕВРОПОЛИМЕР» (договор ТП от 04.07.2016 № 61-1-16-00270427 с учетом изменений в ТУ для ТП от 01.04.2024 № 61-1-16-00270427 заявленной мощностью 3 МВт) и ТУ для ТП ИП Исаев Алексей Вячеславович (от 14.05.2024 № 61-1-24-00748013 заявленной мощностью 4,95 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ АС12 с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на трансформаторы расчетной мощности.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

Согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 15,5 + 6,521 + 0 - 0 = 22,021 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ АС12, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 211 % (без ТП превышение до 119 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ АС12 ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения

одного из трансформаторов на ПС 110 кВ АС12 расчетный объем ГАО составит 14,95 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 22,021 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×6,3 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Чалтырь.

Согласно данным в таблицах 8, 9 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 34,42 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 (Т-3) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-3 (Т-2) превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 91,6 % (10,1 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 (Т-3) при ТНВ +3,9 °С и при повышенном износе изоляции (нормальном режиме нагрузки) составляет 1,25 (1,123).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 19,435 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,01 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 34,42 + 3,01 + 0 - 0 = 37,43 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-3 (Т-2) ПС 110 кВ Чалтырь, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-3), на величину до 108,4 % (19,8 %) (без ТП превышение до 91,6 % (10,1 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Чалтырь ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-3) на ПС 110 кВ Чалтырь расчетный объем ГАО составит 19,47 (6,18) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-2 и Т-3 на трансформаторы мощностью не менее 37,43 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-2 1×25 МВА и Т-3 1×16 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ АС1.

Согласно данным в таблицах 8, 9 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 17,46 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 55,5 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +3,9 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,123.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 11,639 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,828 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 17,46 + 3,828 + 0 - 0 = 21,288 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ АС1, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 89,6 % (без ТП превышение до 55,5 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ АС1 ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ АС1 расчетный объем ГАО составит 10,061 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 21,288 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ БТ1.

Согласно данным в таблицах 8, 9 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 30,51 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 7 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +0,8 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,144.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,7 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 1,774 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 30,51 + 1,774 + 0 - 0 = 32,284 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ БТ1, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 13 % (без ТП превышение до 7 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ БТ1 ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ БТ1 расчетный объем ГАО составит 3,684 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 32,284 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Центральная.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 16,22 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 42 % (89 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +0,8 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,144.

При аварийном отключении в зимний период возможен перевод нагрузки в объеме 5 МВА на другие центры питания в течение 20 минут, при этом в соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] загрузка трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Центральная до 142 % допустима на период не более 10 минут, нагрузка трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Центральная до 189 % не допустима.

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

суммарной максимальной мощностью 0,8 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,345 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 16,22 + 0,345 + 0 - 5 = 11,565 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 5 МВА превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Центральная, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 1,1 % (34,7 %) (без ТП превышение отсутствует (30,8 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Центральная ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Центральная расчетный объем ГАО составит 7,982 МВА, в случае отключения Т-2 – 5,121 МВА (расчетный объем ГАО приведен без учета перевода нагрузки в объеме 5 МВА, т. к. время выполнения данного перевода превышает время возможности работы трансформаторов в послеаварийных режимах с указанной перегрузкой).

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 11,565 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 мощностью 10 МВА и Т-2 мощностью 7,5 МВА на 2×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

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

2.2.2.1 ПАО «Россети Юг»

Таблица 11 – Фактическая нагрузка нагрузочных трансформаторов подстанций 35 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ АС11	110	T-1	110/35/10	16	9,64	13,3	15,55	18,07	20,15	9,07	6,62	9,57	11,96	12,93	0,9
			T-2	110/35/10	16	0,86	1,21	0,85	0,96	1,12	0,86	3,73	2,16	1,01	0,8	
2	ПС 35 кВ АС8	35	T-1	35/6	7,5	6,35	6,47	7,77	8,52	4,56	4,83	3,27	4,58	5,78	5,36	0
			T-2	35/6	7,5	0	0	0	0	4,82	4,83	0	0	0	0	

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

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ АС11	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	1987	87,12	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	1992	81,85	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
2	ПС 35 кВ АС8	T-1	ТМ-7500/35/6	1951	92	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-2	ТМ-7500/35/6	1967	92	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05

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

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ АС11	2023 / зима	21,27	ПС 110 кВ АС11	ООО «Мастер»	28.09.2023	61-1-22-00648381	2025	2,500	0	35	1,250	22,304	22,304	22,304	22,304	22,304	22,304
				ПС 110 кВ АС11	ТУ для ТП менее 670 кВт	2024	3,199	0	–	0,320								
				ПС 35 кВ НГ7	ТУ для ТП менее 670 кВт	2024	0,181	0	–	0,018								
				ПС 35 кВ АС3	ТУ для ТП менее 670 кВт	2024	0,180	0	–	0,018								
2	ПС 35 кВ АС8	2023 / лето	9,66	ПС 35 кВ АС8	ТУ для ТП менее 670 кВт	2024	1,989	0	–	0,199	9,871	9,871	9,871	9,871	9,871	9,871		
				ПС 35 кВ АС8	ТУ для ТП менее 670 кВт	2024	1,989	0	–	0,199	9,871	9,871	9,871	9,871	9,871	9,871		

ПС 110 кВ АС11.

Согласно данным в таблицах 11, 12 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 21,27 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 18 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +3,9 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,123.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 0,9 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 8,05 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,934 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 21,27 + 1,934 + 0 - 0,9 = 22,304 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 0,9 МВА превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ АС11, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 24 % (без ТП превышение до 13 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ АС11 ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ АС11 расчетный объем ГАО составит 3,221 МВА.

ПС 35 кВ АС8.

Согласно данным в таблицах 11, 12 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2019 года и составила 9,66 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 23 %.

Коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +27,2 °С составляет 1,05.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,989 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,211 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 9,66 + 0,211 + 0 - 0 = 9,871 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ АС8, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 25 % (без ТП превышение до 23 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ АС8 ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ АС8 расчетный объем ГАО составит 1,884 МВА.

ВЛ 35 кВ АС11 – АС8.

На этапах 2023 и 2028 годов в ремонтной схеме ВЛ 35 кВ НЗБ – АС2 в период зимнего максимума и летнего максимума выявлено недопустимое снижение напряжения на ПС транзита ПС 110 кВ АС11 – ПС 35 кВ АС8 – ПС 35 кВ АС2 – ПС 110 кВ НЗБ и перегрузка ВЛ 35 кВ А11 – АС8 свыше АДТН.

В случае аварийного отключения ВЛ 35 кВ НЗБ – АС2 в период зимнего (летнего) максимума на этапе 2023 года расчетный объем ГАО составит 6,6 (3,3) МВА.

В случае аварийного отключения ВЛ 35 кВ НЗБ – АС2 в период зимнего (летнего) максимума на этапе 2028 года расчетный объем ГАО составит 6,6 (6,6) МВА.

ВЛ 35 кВ НЗБ – АС2.

На этапах 2023 и 2028 годов в ремонтной схеме ВЛ 35 кВ АС11 – АС8 в период зимнего максимума и летнего максимума выявлено недопустимое снижение напряжения на ПС транзита ПС 110 кВ АС11 – ПС 35 кВ АС8 – ПС 35 кВ АС2 – ПС 110 кВ НЗБ и перегрузка ВЛ 35 кВ НЗБ – АС2 свыше АДТН.

В случае аварийного отключения ВЛ 35 кВ АС11 – АС8 в период зимнего (летнего) максимума на этапе 2023 года расчетный объем ГАО составит 10,3 (4,4) МВА.

В случае аварийного отключения ВЛ 35 кВ АС11 – АС8 в период зимнего (летнего) максимума на этапе 2028 года расчетный объем ГАО составит 13,6 (13,4) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР при отключении одного из трансформаторов ПС 110 кВ АС11, одного из трансформаторов ПС 35 кВ АС8, ВЛ 35 кВ АС11 – АС8, ВЛ 35 кВ НЗБ – АС2 рассмотрены следующие варианты усиления сети 35–110 кВ.

Вариант № 1:

- замена трансформаторов на ПС 110 кВ АС11 с 2×16 МВА на 2×25 МВА;
- замена трансформаторов на ПС 35 кВ АС8 с 2×7,5 МВА на 2×10 МВА;
- замена провода ВЛ 35 кВ АС11 – АС8 с АС-70 на провод АС-150 протяженностью 13 км;
- замена провода ВЛ 35 кВ НЗБ – АС2 с АС-70 на провод АС-150 протяженностью 25,772 км;
- установка на ПС 35 кВ АС2 БСК мощностью 12 Мвар;
- установка на ПС 35 кВ АС8 БСК мощностью 2×5 Мвар;

– замена трансформаторов тока на ПС 110 кВ АС11, ПС 35 кВ АС8, ПС 35 кВ. АС2 и ПС 220 кВ НЗБ.

Вариант № 2:

– перевод ПС 35 кВ АС8 на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ и установкой двух трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый;

– строительство отпайки от ВЛ 110 кВ КС3 – Р32 – АС11 – НГ5 до ПС 35 (110) кВ АС8 проводом АС-120 ориентировочной протяженностью 2 км;

– строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Р4 – НЗПМ – АС10 – НЗБ до ПС 35 (110) кВ АС8 проводом АС-120 ориентировочной протяженностью 2 км.

В таблице 14 приведено сравнение капитальных затрат на реализацию данных вариантов.

Таблица 14 – Капитальные затраты вариантов усиления сети 35–110 кВ

№ п/п	Наименование	Технические параметры	Стоимость в ценах на 31.03.2024 с учетом уровня цен субъекта РФ (без НДС), тыс. руб.
1	<i>Вариант № 1</i>		1073084,62
1.1	Реконструкция ВЛ 35 кВ АС11 – АС8	ВЛ 35 кВ 13 км, АС-150	192476,06
1.2	Реконструкция ВЛ 35 кВ НЗБ – АС2	ВЛ 35 кВ 25,772 км, АС-150	382184,14
1.3	Реконструкция ПС 110 кВ АС11 с заменой Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА	трансформатор 2×25 МВА; ТТ – 1 шт.	237918,08
1.4	Реконструкция ПС 35 кВ АС8 с заменой Т-1 и Т-2 2×7,5 МВА на 2×10 МВА и установкой БСК мощностью 2×5 Мвар	трансформатор 2×10 МВА; БСК 2×5 Мвар; выключатель 35 кВ – 2 шт.; ТТ – 2 шт.	198903,28
1.5	Установка на ПС 35 кВ АС2 БСК мощностью 12 Мвар	БСК 1×12 Мвар; выключатель 35 кВ – 1 шт.; ТТ – 2 шт.	58611,78
1.6	Замена ТТ на ПС 220 кВ НЗБ	ТТ (35 кВ) – 1 шт.	2991,28
2	<i>Вариант № 2</i>		465115,86
2.1	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ КС3 – Р32 – АС11 – НГ5 до ПС 35 (110) кВ АС8	ВЛ 110 кВ 2 км, АС-120	41631,08
2.2	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Р4 – НЗПМ – АС10 – НЗБ до ПС 35 (110) кВ АС8	ВЛ 110 кВ 2 км, АС-120	
2.3	Установка на ПС 35 (110) кВ АС8 двух трансформаторов 110/35/6 мощностью 2×16 МВА	трансформатор 2×16 МВА; выключатель 110 кВ – 2 шт.	423484,78

На основании вышеизложенного для целей обеспечения надежного электроснабжения существующих и обеспечения возможности технологического присоединения перспективных потребителей рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 35 кВ АС8 с переводом на напряжение 110 кВ. При этом, уточнение варианта подключения ПС 110 кВ АС 8 приведено в разделе 2.3.1.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

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

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

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

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

Анализ необходимости увеличения пропускной способности контролируемого сечения «Платовское» энергосистемы Ростовской области (КС «Платовское»).

Для оценки возможности электроснабжения потребителей восточной части ОЭС Юга выполнен анализ режимно-балансовой ситуации за КС «Платовское» на период 2025–2029 годов.

В состав КС «Платовское» входят следующие элементы:

- АТГ-1 ПС 500 кВ Ростовская (замер на ПС 500 кВ Ростовская, контроль от шин 500 кВ ПС 500 кВ Ростовская);
- АТ-3 ПС 500 кВ Шахты (замер на ПС 500 кВ Шахты, контроль от шин 500 кВ ПС 500 кВ Шахты);
- АТ-4 ПС 500 кВ Шахты (замер на ПС 500 кВ Шахты, контроль от шин 500 кВ ПС 500 кВ Шахты).

С учетом повышенной фактической аварийности генерирующего оборудования, в том числе из-за его останова по причине невозможности обеспечения требований к эксплуатации, при рассмотрении режимно-балансовых условий работы энергосистемы Ростовской области за КС «Платовское» учтена аварийность Новочеркасской ГРЭС в объеме 761 МВт, при установленной мощности 2207 МВт с учетом модернизации генерирующего оборудования Новочеркасской ГРЭС, предусмотренной СиПР ЭЭС России на 2025–2030 годы.

На загрузку КС «Платовское» энергосистемы Ростовской области наибольшее влияние оказывает потребление энергорайона Ростовской агломерации.

Границы энергорайона Ростовской агломерации:

- АТ-1 ПС 220 кВ Р-40 (замер от шин 220 кВ ПС 220 кВ Р-40);
- АТ-2 ПС 220 кВ Р-40 (замер от шин 220 кВ ПС 220 кВ Р-40);
- АТ-1 ПС 220 кВ Р-4 (замер от шин 220 кВ ПС 220 кВ Р-4);
- АТ-2 ПС 220 кВ Р-4 (замер от шин 220 кВ ПС 220 кВ Р-4);
- АТ-3 ПС 220 кВ Р-4 (замер от шин 220 кВ ПС 220 кВ Р-4);
- КВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I цепь (замер от шин 110 кВ ПС 220 кВ Р-20);
- КВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 II цепь (замер от шин 110 кВ ПС 220 кВ Р-20);
- ВЛ 110 кВ Р-20 – Р5 с отпайками (замер от шин 110 кВ ПС 220 кВ Р-20);
- ВЛ 110 кВ Р29 – Хапры с отпайкой на ПС Чалтырь (замер к шинам 110 кВ ПС 110 кВ Р29);
- ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29 (замер от шин 110 кВ ПС 220 кВ Р-20);
- КВЛ 110 кВ Койсуг – Р22 с отпайками (замер от шин 110 кВ ПС 220 кВ Койсуг);

– КВЛ 110 кВ Койсуг – Р23 с отпайками (замер от шин 110 кВ ПС 220 кВ Койсуг);

– ВЛ 110 кВ НЗБ – АС10 (замер от шин 110 кВ ПС 220 кВ НЗБ);

– ВЛ 110 кВ НЗБ – НГ5 с отпайками (замер от шин 110 кВ ПС 220 кВ НЗБ);

– ВЛ 110 кВ НЗБ – НГ8 (замер от шин 110 кВ ПС 220 кВ НЗБ);

– ВЛ 110 кВ Р-40 – АС12 (замер к шинам 110 кВ ПС 220 кВ Р-40);

– ВЛ 110 кВ Р-20 – А-20 I цепь с отпайками (замер от шин 110 кВ ПС 220 кВ Р-20);

– КВЛ 110 кВ Р-20 – А-20 II цепь с отпайками (замер от шин 110 кВ ПС 220 кВ Р-20);

– ВЛ 110 кВ Р-20 – А-20 I цепь с отпайками (замер от шин 110 кВ ПС 220 кВ А-20);

– КВЛ 110 кВ Р-20 – А-20 II цепь с отпайками (замер от шин 110 кВ ПС 220 кВ А-20).

Энергорайон за КС «Платовское» включает в себя основные генерирующие энергообъекты:

– Новочеркасская ГРЭС ($P_{уст} = 2258$ МВт);

– Ростовская ТЭЦ-2 ($P_{уст} = 200$ МВт);

– Шахтинская ГТЭЦ ($P_{уст} = 96,9$ МВт).

Среди потребителей электрической энергии энергорайона присутствуют потребители всех категорий по надежности электроснабжения. Тип нагрузки: тяговая, промышленная и коммунально-бытовая.

Карта-схема электрических сетей энергорайона приведены на рисунке 5.

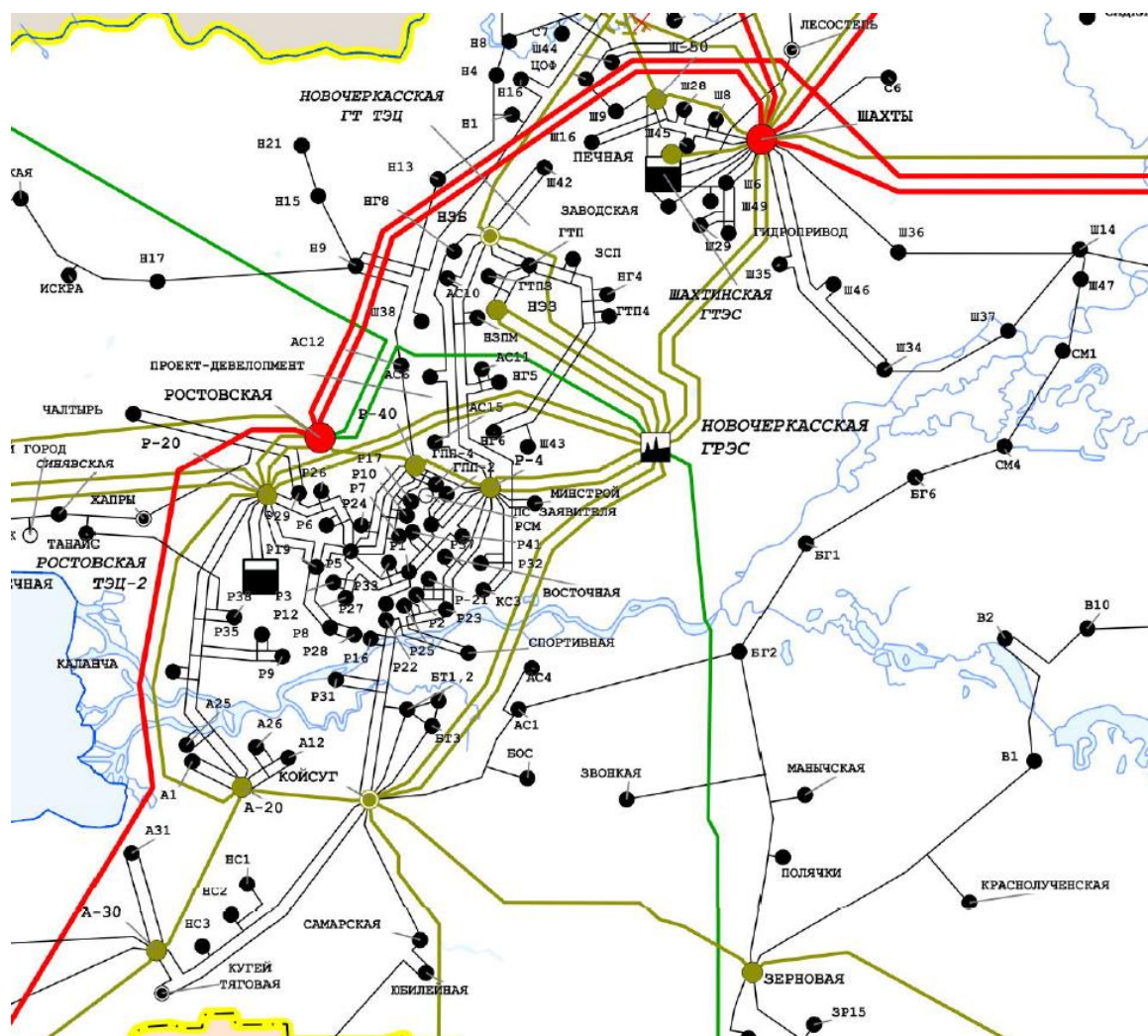


Рисунок 5 – Карта-схема энергорайона Ростовской области за КС «Платовское»

Полученные величины прогнозного потребления мощности энергорайона приведены к ТНВ теплого периода с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения кратного 5 °С с учетом коэффициентов и зависимостей, опубликованных на внешнем сайте АО «СО ЕЭС» в разделе Деятельность/Развитие энергосистем/Данные для проектирования.

При выполнении приведения прогнозного потребления мощности учитывалась независимость потребления мощности от температурных условий для отдельных потребителей.

Расчетные условия энергорайона за КС «Платовское» на период 2025–2029 годов, приведенные к температурным условиям теплого периода с обеспеченностью 0,98 на период 2025–2029 годов представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Расчетные условия энергорайона за КС «Платовское» на период 2025–2029 годов, МВт

Наименование расчетного условия	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление энергосистемы Ростовской области для ТНВ теплого периода с обеспеченностью 0,98	3614	3626	3639	3646	3648
Потребление энергорайона Ростовской агломерации энергосистемы Ростовской области для ТНВ теплого периода с обеспеченностью 0,98	1100	1105	1114	1142	1182
Генерация Новочеркасской ГРЭС	1496	1496	1496	1446	1446
Генерация Ростовской ТЭЦ-2	54	54	54	63	63
Генерация Волгодонской ТЭЦ-2	87	87	87	91	91
Генерация Шахтинской ГТЭЦ	37	37	37	44	44
Генерация Цимлянкой ГЭС	146	146	146	146	146
Генерация ВИЭ	84	84	84	114	114
Переток в КС «Платовское»	1192	1225	1255	1258	1261
Переток в КС «Кубанское»	2197	2392	2484	2537	2345
Переток в КС «ОЭС –Донбасс»	0	0	0	0	0

При определении пропускной способности внешних электрических связей энергорайона учтены следующие технические решения по усилению электрической сети в границах рассматриваемого энергорайона:

- 1) принятые в СиПР ЭЭС России: отсутствуют;
- 2) включенные в ТУ для ТП к электрическим сетям:
 - реконструкция ПС 110 кВ БТ2 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА на трансформаторы 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый (2024 год, ТУ ПАО «Роствертол»);
 - строительство ПС 110 кВ Заявителя с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый (2024 год, ТУ ПАО «Роствертол»);
 - строительство отпаек от ВЛ 110 кВ ГПП-1 – ГПП-2 I цепь и ВЛ 110 кВ ГПП-1 – ГПП-2 II цепь до ПС 110 кВ Заявителя (2024 год, ТУ ПАО «Роствертол»);
 - реконструкция ПС 110 кВ Р35 с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый (2024 год, ТУ ООО СЗ «Галактика»).

Наиболее критичным с точки зрения режимно-балансовой ситуации является период экстремально высоких температур (ПЭВТ), характеризующийся как дополнительным увеличением потребления мощности, так и дополнительным снижением допустимой токовой нагрузки электросетевых элементов.

Пропускная способность внешних электрических связей рассматриваемого энергорайона определена для режимно-балансовых условий летнего максимума потребления мощности для ТНВ +35 °С (для теплого периода с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения кратного 5 °С).

Пропускная способность внешних электрических связей энергорайона определена для:

- нормальной схемы электрической сети;
- единичных ремонтных схем, связанных с отключенным состоянием ЛЭП (единицы электросетевого оборудования).

При выполнении расчетов установившихся электроэнергетических режимов и статической устойчивости учитывалась возможность применения следующих схемно-режимных мероприятий:

- замыкание транзита 110 кВ Б11 – Чернышково – Обливская ПТФ – Суровикино-220;
- замыкание транзита 110 кВ Вешенская-2 – Серафимович – Калининская;
- отключение ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Шахты I (II) цепь.

В ПЭВТ 2024 года потребление мощности энергосистемы Ростовской области 3519 МВт в случае наиболее тяжелого (для ПЭВТ) аварийного отключения АТ-3 или АТ-4 на ПС 500 кВ Шахты потребуются ввод ГВО в объеме 880 МВт, что составляет 25 % от прогнозируемого максимума потребления мощности энергосистемой в часы максимальных нагрузок и превышает разрешенную величину (не более 20 %).

В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ +35 °С (ПЭВТ) на период 2025–2029 годов возникает перегрузка КС «Платовское» в нормальной схеме, а так же в случае вывода в ремонт АТГ-1 ПС 500 кВ Ростовская, АТ-3(4) ПС 500 кВ Шахты (таблица 16). Так же в нормальной схеме и послеаварийных схемах, связанных с отключением АТГ-1 ПС 500 кВ Ростовская, АТ-3 (4) ПС 500 кВ Шахты, выявлено превышение ДДТН и АДТН соответствующих элементов сети (таблица 17).

Таблица 16 – Результаты расчетов перетока мощности в КС «Платовское» летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ на период 2025–2029 годов

Схема сети	МДП ^{+35 °С} КС «Платовское»	Расчетный переток, МВт				
		2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Нормальная схема	1110	1192	1225	1255	1258	1261
Нормальная схема с учетом СРМ	1110	1167	1196	1224	1225	1232
Ремонт АТГ-1 ПС 500 кВ Ростовская	650	990	1020	1045	1035	1034
Ремонт АТГ-1 ПС 500 кВ Ростовская с учетом СРМ	650	944	968	989	977	980
Ремонт АТ-3(4) ПС 500 кВ Шахты	735	1111	1142	1170	1171	1174
Ремонт АТ-3(4) ПС 500 кВ Шахты с учетом СРМ	735	1088	1116	1142	1141	1148

Таблица 17 – Результаты расчетов электроэнергетических режимов летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ на период 2025–2029 годов

Схема сети	Контролируемый элемент	$I_{длтн},$ А	$I_{адтн},$ А	Расчетный ток, А				
				2025	2026	2027	2028	2029
Нормальная схема	АТГ-1 ПС 500 кВ Ростовская	644	766	619	626	636	650	664
	АТ-3(4) ПС 500 кВ Шахты	501	637	452	464	474	481	476
Ремонт АТГ-1 ПС 500 кВ Ростовская	АТ-3,4 ПС 500 кВ Шахты	501	637	615	630	644	655	654
Ремонт АТ-3(4) ПС 500 кВ Шахты	АТГ-1 ПС 500 кВ Ростовская	644	766	695	705	717	733	745
	АТ-4(3) ПС 500 кВ Шахты	501	637	721	742	758	770	763

Для ликвидации превышения МДП КС «Платовское» в нормальной схеме и в ремонтных схемах АТГ-1 ПС 500 кВ Ростовская, АТ-3 (4) ПС 500 кВ Шахты, а так же для недопущения превышения ДДТН АТГ-1 ПС 500 кВ Ростовская в нормальной схеме, АДТН АТ-3,4 ПС 500 кВ Шахты при аварийном отключении АТГ-1 ПС 500 кВ Ростовская, АДТН АТ-3 (4) ПС 500 кВ Шахты при аварийном отключении АТ-4 (3) ПС 500 кВ Шахты рекомендуется установка на ПС 500 кВ Ростовская второй АТГ 500/220 кВ мощностью 501 МВА. Результаты расчетов перетока мощности в КС «Платовское» летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ на период 2025–2029 годов с учетом установки второй АТГ 500/220 кВ на ПС 500 кВ Ростовская приведены в таблице 18. Результаты расчетов электроэнергетических режимов летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ на период 2025–2029 годов, с учетом установки второй АТГ 500/220 кВ на ПС 500 кВ Ростовская приведены в таблице 19.

Таблица 18 – Результаты расчетов перетока мощности в КС «Платовское» для ПЭВТ на период 2025–2029 годов с учетом установки на ПС 500 кВ Ростовская второй АТГ 500/220 кВ

Схема сети	МДП ^{+35 °С} КС «Платовское»	Расчетный переток, МВт				
		2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Нормальная схема	1365	1249	1284	1314	1319	1322
Ремонт АТГ-1(3) ПС 500 кВ Ростовская	1110	1192	1225	1255	1258	1261
Ремонт АТГ-1(3) ПС 500 кВ Ростовская с учетом СРМ	1110	1167	1196	1224	1225	1232
Ремонт АТ-3(4) ПС 500 кВ Шахты	865	1185	1218	1246	1250	1253
Ремонт АТ-3(4) ПС 500 кВ Шахты с учетом СРМ	865	1163	1193	1219	1222	1229

Таблица 19 – Результаты расчетов электроэнергетических режимов летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ на период 2025–2029 годов, при выполнении установки второй АТГ 500/220 кВ на ПС 500 кВ Ростовская

Схема сети	Контролируемый элемент	$I_{длтн},$ А	$I_{адтн},$ А	Расчетный ток, А				
				2025	2026	2027	2028	2029
Нормальная схема	АТГ-1,3 ПС 500 кВ Ростовская	644	766	396	400	403	412	419
	АТ-3,4 ПС 500 кВ Шахты	501	637	408	419	427	434	428
Ремонт АТГ-1(3) ПС 500 кВ Ростовская	АТГ-3(1) ПС 500 кВ Ростовская	644	766	619	626	633	648	658
	АТ-3,4 ПС 500 кВ Шахты	501	637	452	464	473	481	476
Ремонт АТ-3(4) ПС 500 кВ Шахты	АТГ-1,3 ПС 500 кВ Ростовская	644	766	438	444	449	459	465
	АТ-4(3) ПС 500 кВ Шахты	501	637	642	661	674	685	676

Для ликвидации превышения МДП КС «Платовское» в схемах ремонта АТГ-1(3) ПС 500 кВ Ростовская или АТ-3(4) ПС 500 кВ Шахты, а так же недопущения превышения АДТН АТ-3(4) ПС 500 кВ Шахты при аварийном отключении АТ-4(3) ПС 500 кВ Шахты рекомендуется установка на ПС 500 кВ Шахты третьей АТГ 500/220 кВ мощностью 501 МВА. Результаты расчетов перетока мощности в КС «Платовское» для летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ на период 2025–2029 годов с учетом установки второй АТГ 500/220 кВ на ПС 500 кВ Ростовская и третьей АТГ 500/220 кВ на ПС 500 кВ Шахты приведены в таблице 20. Результаты расчетов электроэнергетических режимов летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ на период 2025–2029 годов, с учетом установки второй АТГ 500/220 кВ на ПС 500 кВ Ростовская и третьей АТГ 500/220 кВ на ПС 500 кВ Шахты приведены в таблице 21.

Таблица 20 – Результаты расчетов перетока мощности в КС «Платовское» для ПЭВТ на период 2025–2029 годов при установке второй АТГ 500/220 кВ на ПС 500 кВ Ростовская и третьей АТГ 500/220 кВ на ПС 500 кВ Шахты

Схема сети	МДП ^{+35 °С} КС «Платовское»	Расчетный переток, МВт				
		2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Нормальная схема	1400	1279	1315	1345	1352	1354
Ремонт АТГ-1(3) ПС 500 кВ Ростовская	1305	1229	1263	1293	1297	1298
Ремонт АТ-5 ПС 500 кВ Шахты	1365	1249	1284	1314	1319	1322

Таблица 21 – Результаты расчетов электроэнергетических режимов летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ на период 2025–2029 годов при установке второй АТГ 500/220 кВ на ПС 500 кВ Ростовская и третьей АТГ 500/220 кВ на ПС 500 кВ Шахты

Схема сети	Контролируемый элемент	$I_{длтн},$ А	$I_{адтн},$ А	Расчетный ток, А				
				2025	2026	2027	2028	2029
Нормальная схема	АТГ-1,3 ПС 500 кВ Ростовская	644	766	376	380	383	391	399
	АТ-3,4 ПС 500 кВ Шахты	501	637	300	308	314	318	314
	АТ-5 ПС 500 кВ Шахты	644	766	298	306	312	316	312
Отключен АТГ-1(3) ПС 500 кВ Ростовская	АТГ-3(1) ПС 500 кВ Ростовская	644	766	585	591	597	612	622
	АТ-3,4 ПС 500 кВ Шахты	501	637	330	339	345	351	347
	АТ-5 ПС 500 кВ Шахты	644	766	328	337	343	349	345
Отключен АТ-5 ПС 500 кВ Шахты	АТГ-1,3 ПС 500 кВ Ростовская	644	766	396	400	403	412	419
	АТ-3,4 ПС 500 кВ Шахты	501	637	408	419	427	434	428

Исходя из анализа перспективных режимов работы энергорайона за КС «Платовское», для возможности покрытия выявленного дефицита мощности необходимо выполнить установку второй АТГ 500/220 кВ мощностью 501 МВА на ПС 500 кВ Ростовская и третьей АТГ 500/220 кВ мощностью 501 МВА на ПС 500 кВ Шахты.

В соответствии с результатами расчетов, представленными в таблицах 20, 21, при условии выполнения данных мероприятий отсутствуют превышения МДП в КС «Платовское» и выход параметров режима из области допустимых значений в нормальной и основных ремонтных схемах.

Анализ необходимости увеличения пропускной способности транзита 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – ПС 220 кВ Р-4.

В соответствии с результатами расчетов, при условии установки АТГ-3 500/220 кВ мощностью 501 МВА на ПС 500 кВ Ростовская и АТ-5 500/220 кВ мощностью 501 МВА на ПС 500 кВ Шахты, при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – ПС 220 кВ Р-4 I(II) цепь загрузка ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – ПС 220 кВ Р-4 (II)I цепь составит до 112 % от АДТН, 102 % от АДТН (таблица 22).

Таблица 22 – Результаты расчетов электроэнергетических режимов потребления мощности для ПЭВТ на период 2025–2029 годов при установке на ПС 500 кВ Ростовская второй АТГ 500/220 кВ

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	$I_{дтн}$, А	$I_{адтн}$, А	Расчетный ток, А				
				2025	2026	2027	2028	2029
КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 I(II) цепь	КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 II(I) цепь	832	998	980	989	998	1018	992

СРМ с достаточной эффективностью, для разгрузки ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – ПС 220 кВ Р-4 I(II) цепь до АДТН отсутствуют. Для ликвидации превышения ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – ПС 220 кВ Р-4 I (II) цепь при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – ПС 220 кВ Р-4 (II)I цепь необходимо выполнение строительства новой ЛЭП 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 № 3 ориентировочной протяженностью 39 км.

При условии ввода новой ЛЭП 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 № 3 в схеме ремонта одной из ЛЭП транзита 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – ПС 220 кВ Р-4, при аварийном отключении второй ЛЭП транзита 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – ПС 220 кВ Р-4 II (I) цепь оставшаяся в работе ЛЭП 220 кВ транзита Новочеркасская ГРЭС – Р-4 на этапе 2028 года будет перегружаться свыше АДТН. Увеличение генерации Новочеркасской ГРЭС до располагаемой мощности приведет к дальнейшему увеличению перегрузки в данной СРС свыше АДТН.

Для ликвидации вышеуказанной перегрузки необходимо выполнить установку на ПС 220 кВ Р-4 АОПО КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 I цепь, КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 II цепь, ЛЭП 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 № 3.

Анализ необходимости усиления электрической сети в энергорайоне «Ростовской агломерации».

В соответствии с результатами расчетов, при условии установки второй АТГ 500/220 кВ мощностью 501 МВА на ПС 500 кВ Ростовская и третьей АТГ

500/220 кВ мощностью 501 МВА на ПС 500 кВ Шахты и строительстве новой ЛЭП 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 № 3:

– при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Ростовская – Р-20 I (II) цепь на этапе 2029 года загрузка ВЛ 220 кВ Ростовская – Р-20 (II) I цепь составит до 125 % от ДДТН, 104 % от АДТН;

– при аварийном отключении АТ-1 ПС 220 кВ Р-40 загрузка АТ-2 ПС 220 кВ Р-40 составит до 111 % от ДДТН.

Комплексным техническим решением, позволяющим ликвидировать вышеуказанные нарушения параметров режима является:

– строительство новой ПС 220 кВ Левенцовская с двумя АТ напряжением 220/110 кВ мощностью 125 МВА каждый;

– строительство двух новых ЛЭП 220 кВ Ростовская – Левенцовская ориентировочной протяженностью 30 км каждая;

– строительство двух новых ЛЭП 110 кВ Левенцовская – Р19 ориентировочной протяженностью 7 км каждая.

Таблица 23 – Результаты расчетов электроэнергетических режимов потребления мощности для ПЭВТ на период 2025–2029 годов без учета и с учетом ввода ПС 220 кВ Левенцовская

Схема сети	Контролируемый элемент	$I_{дтн}$, А	$I_{адтн}$, А	Расчетный ток, А				
				2025	2026	2027	2028	2029
Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Ростовская – Р-20 I(II) цепь	ВЛ 220 кВ Ростовская – Р-20 (II) I цепь	625	750	749	754	760	777	782
	ВЛ 220 кВ Ростовская – Р-20 (II) I цепь с учетом ввода ПС 220 кВ Левенцовская	625	750	607	612	616	628	633
Аварийное отключение АТ-1(2) ПС 220 кВ Р-40	АТ-2(1) ПС 220 кВ Р-40	272	345	329	331	334	341	340
	АТ-2(1) ПС 220 кВ Р-40 с учетом ввода ПС 220 кВ Левенцовская	272	345	286	287	290	295	294

В случае аварийного отключения ВЛ 220 кВ Ростовская – Р-20 I(II) цепь загрузка ВЛ 220 кВ Ростовская – Р-20 II(I) цепь на этапе 2029 года составит 101 % от ДДТН ($I_{расч} = 633$ А при $I_{дтн+35^{\circ}C} = 625$ А, $I_{адтн+35^{\circ}C} = 750$ А).

Для снижения загрузки ниже ДДТН необходимо выполнение следующих СРМ:

– загрузка Ростовской ТЭЦ-2 до 102 МВт.

В случае аварийного отключения АТ-1(2) ПС 220 кВ Р-40 на этапе 2029 года загрузка АТ-2(1) ПС 220 кВ Р-40 составит 108 % от ДДТН ($I_{расч} = 294$ А при $I_{дтн+35^{\circ}C} = 272$ А).

Для снижения загрузки ниже ДДТН необходимо выполнение следующих СРМ:

– загрузка Ростовской ТЭЦ-2 до 102 МВт;

– изменение Кт АТ-2(1) ПС 220 кВ Р-40 на 0,516;

– отключение МВ-110 Р29 – Чалтырь – Хапры на ПС 110 кВ Р29 и включение СВ-110 на ПС 110 кВ Хапры;

– включение АТ-3 на ПС 220 кВ Т-15.

В случае аварийного отключения ВЛ 220 кВ Р-20 – Р-5 с отпайками, при условии загрузки Ростовской ТЭЦ-2 свыше 90 МВт, загрузка ВЛ 220 кВ Р-20 – Р29 на этапе 2029 года составит 100,1 % от АДТН ($I_{расч} = 639$ А при $I_{дтн+35^{\circ}C} = 532$ А, $I_{адтн+35^{\circ}C} = 638,8$ А). Для обеспечения возможности выдачи всей располагаемой мощности Ростовской ТЭЦ-2 в летний период в объеме 144 МВт необходимо строительство второй цепи ВЛ 220 кВ Р-20 – Р29.

Таблица 24 – Анализ перетоков в КС «Ростов», «Фортуна», «Алмаз» в нормальной схеме на период 2025–2029 годов, с учетом рекомендуемых мероприятий при условии строительства двух ЛЭП 220 кВ Ростовская – Левенцовская и установкой двух АТ 220/110 кВ на ПС 220 кВ Левенцовская

Год	МДП, МВт	Критерий	Переток в РМ, МВт
КС «Ростов»			
2025	620	АДТН ВЛ 110 кВ Р-4 – РСМ I(II) цепь ПАР ВЛ 110 кВ Р-4 – РСМ II(I) цепь	573
2026			574
2027			580
2028			587
2029			597
КС «Фортуна»			
2025	355	АДТН КВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I(II) цепь ПАР КВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 II(I) цепь	307
2026			306
2027			309
2028			321
2029			325
КС «Алмаз»			
2025	165	АДТН ВЛ 110 кВ Р-4 – РСМ I(II) цепь ПАР ВЛ 110 кВ Р-4 – РСМ II(I) цепь	161
2026			162
2027			164
2028			160
2029			163

В соответствии с результатами расчетов, приведенными в таблице 24 в КС «Ростов», КС «Фортуна», КС «Алмаз» отсутствует превышение МДП в нормальной схеме.

Анализ загрузки транзита 110 кВ НЗБ – НГ5 – КС3 – Р-4.

Транзит 110 кВ НЗБ – НГ5 – КС3 – Р-4 входит в состав Центрального энергорайона энергосистемы Ростовской области и включает в себя подстанции филиала ПО ЦЭС ПАО «Россети Юг». Энергорайон характеризуется наличием промышленных и бытовых потребителей всех категорий надежности электроснабжения, в том числе социально значимых. ВЛ 110 кВ КС3 – Р32 – АС11 – НГ5 и ВЛ 110 кВ Р4 – НЗПМ – АС10 – НЗБ Население энергоузла составляет около 150 тыс. человек.

В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ равной +35 °С в единичной ремонтной схеме при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Р-4 – КС3 с отпайкой на ПС Р 32 на этапе 2025 года возникает перегрузка ВЛ 110 кВ НЗБ – НГ5 с отпайками выше АДТН на 15 % ($I_{расч} = 620$ А при $I_{дтн+35^{\circ}C} = 448$ А и $I_{адтн+35^{\circ}C} = 538$ А). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме не менее 17 МВт.

В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ равной +35 °С в единичной ремонтной схеме при аварийном отключении ВЛ 110 кВ НЗБ – НГ5 с отпайками на этапе 2025 года возникает перегрузка ВЛ 110 кВ Р-4 – КС3 с отпайкой на ПС Р32 выше ДДТН на 5 % ($I_{\text{расч}} = 470$ А при $I_{\text{ДДТН}+35^{\circ}\text{C}} = 449$ А и $I_{\text{адтн}+35^{\circ}\text{C}} = 539$ А). Схемно-режимные мероприятия, обеспечивающие ввод параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений мероприятий, отсутствуют. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме не менее 5 МВт.

Для исключения недопустимого изменения параметров электроэнергетического режима требуется реконструкция ВЛ 110 кВ Р-4 – КС3 с отпайкой на ПС Р32 и ВЛ 110 кВ НЗБ – НГ5 с отпайками с увеличением пропускной способности.

Комплексным техническим решением, позволяющим ликвидировать вышеуказанные нарушения параметров режима является реконструкция ПС 35 кВ АС 8 с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-1 35/6 кВ и Т-2 35/6 кВ мощностью 7,5 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый, строительство заходов ВЛ 110 кВ АС15 – АС6 на ПС 110 кВ АС 8 ориентировочной протяженностью 2 км каждый.

Анализ загрузки ВЛ 110 кВ Р1 – Р12 с отпайками.

ВЛ 110 кВ Р1 – Р12 с отпайками входит в состав Центрального энергорайона энергосистемы Ростовской области и включает в себя подстанции ПО ЦЭС ПАО «Россети Юг». Энергорайон характеризуется наличием промышленных и бытовых потребителей всех категорий надежности электроснабжения, в том числе социально значимых. Население энергоузла составляет около 50 тыс. человек.

В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ равной +35 °С в нормальной схеме при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Р5 – Р12 с отпайкой на ПС Р3 на этапе 2025 года возникает перегрузка ВЛ 110 кВ Р1 – Р12 с отпайками выше АДТН на 12 % ($I_{\text{расч}} = 601$ А, $I_{\text{ДДТН}+35^{\circ}\text{C}} = 449$ А и $I_{\text{адтн}+35^{\circ}\text{C}} = 539$ А). Схемно-режимные мероприятия, обеспечивающие ввод параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений мероприятий, отсутствуют. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме не менее 29 МВт.

Для исключения недопустимого изменения параметров электроэнергетического режима требуется замена провода ВЛ 110 кВ Р1 – Р12 с отпайками на участке длиной 1,79 км (от ПС 110 кВ Р1 до отпайки на ПС 110 кВ Р 33) на провод с ДДТН не менее 601 А для +35 °С.

Анализ транзита 110 кВ Т-10 – Т11 – Т25 – Т-15.

Транзит 110 кВ Т-10 – Т11 – Т25 – Т-15 входит в состав Юго-Западного энергорайона энергосистемы Ростовской области и включает в себя подстанции филиала ПАО «Россети» Ростовское ПМЭС и ПО ЮЗЭС ПАО «Россети Юг». Энергорайон характеризуется наличием промышленных и бытовых потребителей всех категорий надежности электроснабжения, в том числе социально значимых. Население энергоузла составляет около 100 тыс. человек.

В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ равной +35 °С

в единичной ремонтной схеме при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Т-15 – Т25 на этапе 2025 года возникает перегрузка ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11 выше ДДТН на 16 % ($I_{\text{расч}} = 345 \text{ А}$, $I_{\text{ДДТН}+35^{\circ}\text{С}} = 297 \text{ А}$ и $I_{\text{адтн}+35^{\circ}\text{С}} = 356 \text{ А}$). Схемно-режимные мероприятия, обеспечивающие ввод параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений мероприятий, отсутствуют. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме не менее 10 МВт.

Для исключения недопустимого изменения параметров электроэнергетического режима требуется замена ошиновки на ПС 110 кВ Т-11 в ячейке ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11 на провод с ДДТН не менее 345 А для +35 °С.

В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ равной +35 °С в единичной ремонтной схеме при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11 возникает перегрузка ВЛ 110 кВ Т-15 – Т25 выше ДДТН на 19 % ($I_{\text{расч}} = 345 \text{ А}$, $I_{\text{ДДТН}+35^{\circ}\text{С}} = 290 \text{ А}$ и $I_{\text{адтн}+35^{\circ}\text{С}} = 348 \text{ А}$). Схемно-режимные мероприятия, обеспечивающие ввод параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений мероприятий, отсутствуют. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме не менее 10 МВт.

Для исключения недопустимого изменения параметров электроэнергетического режима требуется замена ошиновки на ПС 110 кВ Т25 в ячейке ВЛ 110 кВ Т-15 – Т25 на провод с ДДТН не менее 345 А для +35 °С.

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

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

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы

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

В таблице 25 приведены данные о планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Ростовской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 25 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Ростовской области

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
1	Третья очередь нефтеперерабатывающего комплекса АО «НЗНП»	АО «НЗНП»	0,0	120,0	220	2025 с поэтапным набором мощности до 2027	ПС 500 кВ Шахты ПС 220 кВ Экспериментальная ТЭС
Более 50 МВт							
2	ООО «Новороссийский Прокатный Завод» (увеличение мощности)	ООО «Новороссийский Прокатный Завод»	90,6	49,4	220	2025 с поэтапным набором мощности до 2026	ПС 500 кВ Шахты
Более 10 МВт							
3	Завод по производству аминокислот	АО «ДонБиоТех»	0,0	35,0	220	2024	РП 220 кВ Волгодонск Волгодонская ТЭЦ-2
4	Увеличение мощности ПС 110 кВ Двойная тяговая	ОАО «РЖД»	10,0	29,7	110	2024	ПС 220 кВ Зимовники
5	Тепличный комплекс	ООО АПК «Сальский»	0,0	20,0	220	2025	ПС 220 кВ Сальская
6	Жилые комплексы	ООО Специализированный Застройщик «Галактика»	0,0	15,0	10	2024 с поэтапным набором мощности до 2028	ПС 110 кВ Р35
7	Увеличение мощности ПС 110 кВ Зимовники тяговая	ОАО «РЖД»	10,0	15,0	110	2025	ПС 220 кВ Зимовники
8	Обеспечение электрической энергией нефтепровода	АО «Черномортранс-нефть»	0,0	12,4	220	2025	ПС 500 кВ Шахты ПС 220 кВ Донецкая
9	Авиастроительная компания	ПАО «Роствертол»	0,0	12,0	110	2024	ПС 110 кВ РСМ

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
10	Авиастроительная компания	ПАО «Роствертол»	0,0	12,0	110	2024 2025	ПС 110 кВ БТ2
11	Жилые комплексы	АО «Региональная корпорация развития»	0,0	10,7	10	2026	ПС 110 кВ Р32

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Ростовской области на период 2025–2030 годов представлен в таблице 26.

Таблица 26 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Ростовской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	21190	21164	21477	21760	22117	22246	22491
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	-26	313	283	357	129	245
Годовой темп прироста, %	–	-0,12	1,48	1,32	1,64	0,58	1,10

Потребление электрической энергии по энергосистеме Ростовской области прогнозируется на уровне 22491 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,40 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2028 году и составит 357 млн кВт·ч или 1,64 %. Снижение потребления электрической энергии ожидается в 2025 году и составит 26 млн кВт·ч или 0,12 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Ростовской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 25.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Ростовской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 6.



Рисунок 6 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Ростовской области и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии энергосистемы Ростовской области обусловлена следующими основными факторами:

- развитием предприятий обрабатывающих производств;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта;
- строительством завода по производству аминокислот АО «ДонБиоТех»;
- ростом объемов жилищного строительства.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Ростовской области на период 2025–2030 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 27.

Таблица 27 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Ростовской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности в зимний период, МВт	3269	3310	3358	3409	3444	3478	3512
Абсолютный прирост максимума потребления мощности в зимний период, МВт	–	41	48	51	35	34	34
Годовой темп прироста, %	–	1,25	1,45	1,52	1,03	0,99	0,98

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6482	6394	6396	6383	6422	6396	6404
Для сведения							
Максимум потребления мощности в летний период, МВт	3269	3476	3525	3568	3585	3600	3616

Максимум потребления мощности в зимний период энергосистемы Ростовской области к 2030 году прогнозируется на уровне 3512 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,38 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2027 году и составит 51 МВт или 1,52 %; наименьший – по 34 МВт или 0,99 % и 0,98 % в 2028 и 2029 годах соответственно.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы достаточно плотный. Число часов использования максимума к 2030 году прогнозируется на уровне 6404 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Ростовской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 7.

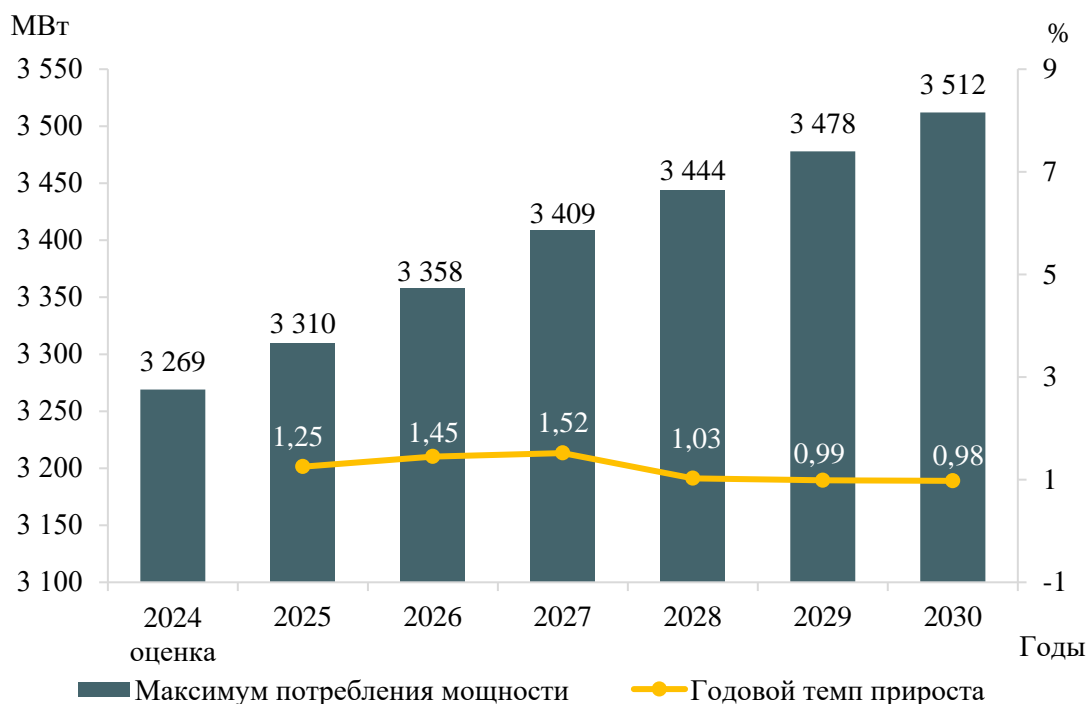


Рисунок 7 – Прогноз максимума потребления мощности в зимний период энергосистемы Ростовской области и годовые темпы прироста

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

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Ростовской области в 2025–2030 годах составляют 540 МВт.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по энергосистеме Ростовской области в 2024 году и в период 2025–2030 годов представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Вывод из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Ростовской области, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
Всего	–	–	–	–	540	–	–	540
ТЭС	–	–	–	–	540	–	–	540

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Ростовской области в период 2025–2030 годов предусматриваются в объеме 589 МВт, в том числе: на ТЭС – 489 МВт, на ВЭС – 100 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Ростовской области в 2024 году и в период 2025–2030 годов представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Ростовской области, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
Всего	–	100	–	–	489	–	–	589
ТЭС	–	–	–	–	489	–	–	489
ВЭС	–	100	–	–	–	–	–	100

В рассматриваемый перспективный период предусматривается ввод в эксплуатацию нового крупного энергоблока (единичной мощностью более 200 МВт) с использованием парогазовых технологий на Новочеркасской ГРЭС (ПГУ-324).

Развитие возобновляемых источников энергии предусматривает строительство ВЭС в объеме 100 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Ростовской области в 2030 году составит 7883,9 МВт. К 2030 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Ростовской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Ростовской области представлена в таблице 30. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Ростовской области представлена на рисунке 8.

Таблица 30 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Ростовской области, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	7834,9	7934,9	7934,9	7934,9	7883,9	7883,9	7883,9
АЭС	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9
ГЭС	211,5	211,5	211,5	211,5	211,5	211,5	211,5
ТЭС	2944,2	2944,2	2944,2	2944,2	2893,2	2893,2	2893,2
ВЭС	607,3	707,3	707,3	707,3	707,3	707,3	707,3

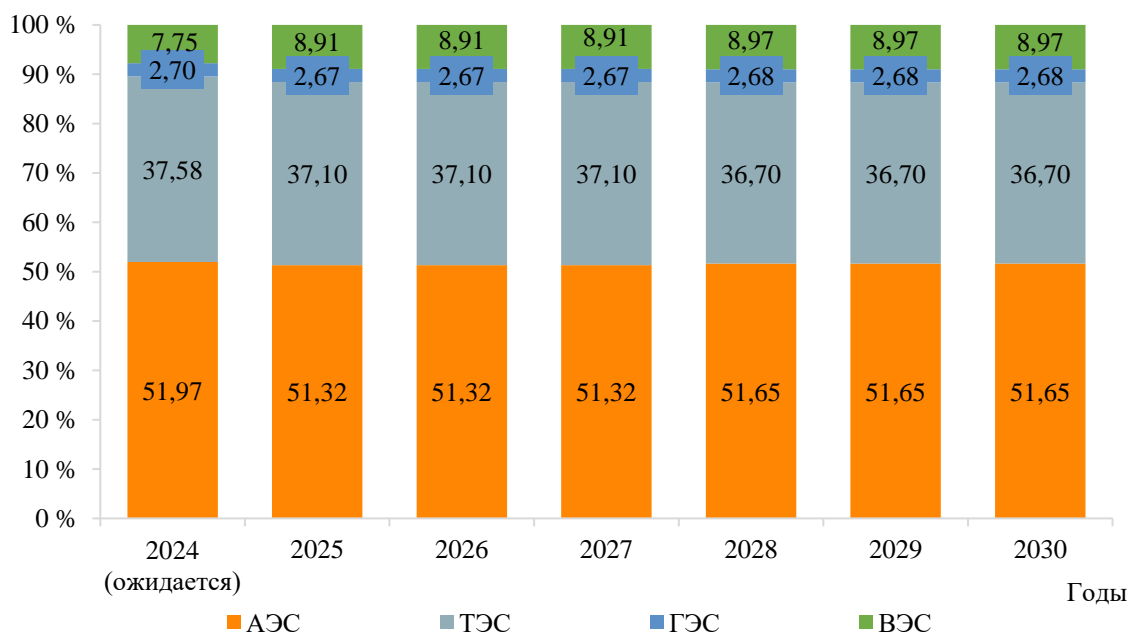


Рисунок 8 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Ростовской области

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

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы

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

На территории Ростовской области в ретроспективном периоде за 2019–2023 годы отсутствовали риски ввода ГАО. Риски превышения ДДТН элементов электрических сетей и ввода ГАО, выявлены в 2024 году и в период 2025–2030 годов. Мероприятия для их ликвидации приведены в разделе 4.3.

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 Ростовской области

В таблице 31 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 Ростовской области.

Таблица 31 – 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 Ростовской области

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
1	Строительство ПС 220 кВ Новошахтинская с двумя автотрансформаторами 220/110/6/6 кВ мощностью 125 МВА каждый	АО «Новошахтинский завод нефтепродуктов»	220	МВА	2×125	–	–	–	–	–	–	–	250	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Новошахтинский завод нефтепродуктов»	АО «Новошахтинский завод нефтепродуктов»	–	120
2	Строительство ПС 220 кВ Донбиотех с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ДонБиоТех»	220	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «ДонБиоТех»	АО «ДонБиоТех»	–	35
3	Строительство ПС 220 кВ Звереве с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Черномортранснефть»	220	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Черномортранснефть»	АО «Черномортранснефть»	–	12,432
4	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая на ПС 220 кВ Звереве ориентировочной протяженностью 1,7 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	2×1,7	–	–	–	–	–	–	3,4				
5	Строительство ПС 110 кВ АПК Сальский с одним трансформатором 110 кВ мощностью 25 МВА	ООО «АПК «Сальский»	110	МВА	–	1×25	–	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «АПК «Сальский»	ООО «АПК «Сальский»	–	20
6	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Сальская – Сандатовская с отпайкой на ПС КС Сальская до ПС 110 кВ АПК Сальский	ООО «АПК «Сальский»	110	км	–	х	–	–	–	–	–	–	х				
7	Строительство ПС 110 кВ Садкинская-Восточная с двумя трансформаторами 110/6,6/6,3 кВ мощностью 10 МВА каждый	ООО «Шахта Садкинская-Восточная»	110	МВА	–	–	2×10	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Шахта Садкинская-Восточная»	ООО «Шахта Садкинская-Восточная»	–	9,84
8	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Богатовская ПТФ – Ясногорская – Синегорская – Садкинская до ПС 110 кВ Садкинская-Восточная	ООО «Шахта Садкинская-Восточная»	110	км	–	–	х	–	–	–	–	–	х				
9	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ БЗ – Ясногорская – Синегорская – Садкинская до ПС 110 кВ Садкинская-Восточная	ООО «Шахта Садкинская-Восточная»	110	км	–	–	х	–	–	–	–	–	х				
10	Реконструкция ПС 110 кВ БТ2 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА на трансформаторы 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «Роствертол»	ПАО «Роствертол»	–	12
11	Строительство ПС 110 кВ Заявителя с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Роствертол»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «Роствертол»	ПАО «Роствертол»	–	12
12	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ ГПП-1 – ГПП-2 I цепь и ВЛ 110 кВ ГПП-1 – ГПП-2 II цепь до ПС 110 кВ Заявителя	ПАО «Роствертол»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	–	х				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
13	Реконструкция ПС 110 кВ АС1 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый ¹⁾	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «АДВА»	ООО «АДВА»	–	4
15	Реконструкция ПС 110 кВ БГ2 с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор расчетной мощности	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ФБУ «Администрация Азово-Донского бассейна внутренних водных путей»	ФБУ «Администрация Азово-Донского бассейна внутренних водных путей»	–	1,43
16	Строительство ПС 110 кВ Чистый город с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА	ООО «Группа Компаний «Чистый Город»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	–	–	6,3	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Группа Компаний «Чистый Город»	ООО «Группа Компаний «Чистый Город»	–	4,95
17	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Снявская – Самбек до границы земельного участка заявителя	ПАО «Россети Юг»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	–	х				
18	Реконструкция ПС 110 кВ Р35 с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО СЗ «Галактика»	ООО СЗ «Галактика»	–	14,9581
19	Реконструкция ПС 35 кВ АС8 с переводом на напряжение 110 кВ и заменой трансформаторов Т-1 35/6 кВ и Т-2 35/6 кВ мощностью 7,5 МВА каждый на трансформаторы большей мощности	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	–	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Мастер»	ООО «Мастер»	–	2,5
20	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ КС3 – Р32 – АС11 – НГ5 до ПС 110 кВ АС8	ПАО «Россети Юг»	110	км	–	х	–	–	–	–	–	–	х				
21	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ АС15 – АС6 до ПС 110 кВ АС8	ПАО «Россети Юг»	110	км	–	х	–	–	–	–	–	–	х				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год							Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
22	Реконструкция ПС 110 кВ АС12 с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на трансформаторы расчетной мощности	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «ЕВРОПОЛИМЕР», ИП Исаев Алексей Вячеславович	ООО «ЕВРОПОЛИМЕР»	0,6	3
														ИП Исаев Алексей Вячеславович	–	4,95

Примечание – ¹⁾ В технических условиях на технологическое присоединение указана необходимость замены существующих трансформаторов на трансформаторы большей мощности. Мощность устанавливаемых трансформаторов указана предварительно, уточняется проектом.

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 32.

Таблица 32 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
1	Реконструкция ПС 500 кВ Ростовская с установкой второго автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) ¹⁾	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167	–	–	–	–	–	–	–	501	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Реконструкция ПС 500 кВ Шахты с установкой третьего автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) ¹⁾	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167	–	–	–	–	–	–	–	501	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Строительство ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 № 3 ориентировочной протяженностью 39 км	ПАО «Россети»	220	км	39	–	–	–	–	–	–	–	39	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Создание на ПС 220 кВ Р-4 устройств: – АОПО ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 I цепь; – АОПО ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 II цепь; – АОПО ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 № 3	ПАО «Россети»	–	х	–	–	–	–	х	–	–	–	х	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	Строительство ПС 220 кВ Левенцовская с двумя автотрансформаторами 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	2×125	–	–	–	–	–	–	–	250	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	Строительство двух ЛЭП 220 кВ Ростовская – Левенцовская ориентировочной протяженностью 30 км каждая	ПАО «Россети»	220	км	2×30	–	–	–	–	–	–	–	60	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
7	Строительство двух ЛЭП 110 кВ Левенцовская – Р19 ориентировочной протяженностью 7 км каждая	ПАО «Россети Юг»	110	км	2×7	–	–	–	–	–	–	–	14	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
8	Строительство ЛЭП 110 кВ Р-20 – Р29 № 2 ориентировочной протяженностью 3 км	ПАО «Россети Юг»	110	км	3	–	–	–	–	–	–	–	3	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
9	Реконструкция ВЛ 110 кВ Р1 – Р12 с отпайками ориентировочной протяженностью 1,79 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Юг»	110	км	1,79	–	–	–	–	–	–	–	1,79	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
10	Реконструкция ПС 110 кВ Т11 с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11 с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Юг»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
11	Реконструкция ПС 110 кВ Т25 с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Т-15 – Т25 с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Юг»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

Примечание – ¹⁾ Необходимость реализации мероприятия определена с учетом повышенной аварийности генерирующего оборудования.

4.4 Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям

Сводный перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 33.

Таблица 33 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Реконструкция ПС 110 кВ АС12 с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «ЕВРОПОЛИМЕР», ИП Исаев Алексей Вячеславович
2	Реконструкция ПС 110 кВ Чалтырь с заменой трансформаторов Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА и Т-3 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
		ПАО «Россети Юг»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	
3	Реконструкция ПС 110 кВ АС1 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «АДВА»
4	Реконструкция ПС 110 кВ БТ1 с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
5	Реконструкция ПС 110 кВ Центральная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 7,5 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
6	Реконструкция ПС 35 кВ АС8 с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-1 35/6 кВ и Т-2 35/6 кВ мощностью 7,5 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Мастер»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
7	Строительство заходов ВЛ 110 кВ АС15 – АС6 на ПС 110 кВ АС8 ориентировочной протяженностью 2 км каждый ¹⁾	ПАО «Россети Юг»	110	км	2×2	–	–	–	–	–	–	4	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Мастер»

Примечание – ¹⁾ Техническое решение отличается от предложения ТСО в части точки присоединения ПС 110 кВ АС8 к сети 110 кВ, в связи с тем, что перевод ПС 35 кВ АС8 на напряжение 110 кВ и строительство заходов ВЛ 110 кВ АС15 – АС6 на ПС 110 кВ АС8 позволяет комплексно ликвидировать выявленные перегрузки трансформаторов на ПС 110 кВ АС11, ПС 35 кВ АС8, а так же ЛЭП 110 кВ транзита НЗБ – НГ5 – КС3 – Р-4, ВЛ 35 кВ АС11 – АС8, ВЛ 35 кВ НЗБ – АС2.

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

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

Таблица 34 – Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Предварительный год реализации мероприятия(й) по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии								Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт	
				2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
1	Строительство РУ 110 кВ Вербной ВЭС с установкой двух трансформаторов 110/35 кВ мощностью 63 МВА каждый.	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Вербная ВЭС	АО «ВетроОГК-2»	100
2	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Б11 – Милотинская до РУ 110 кВ Вербной ВЭС ориентировочной протяженностью 0,2 км	110	км	–	0,2	–	–	–	–	–	0,2				

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 Ростовской области, 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:

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

4) утвержденных приказом Минэнерго России от 08.12.2023 № 13@ инвестиционной программы ПАО «Россети Юг» на 2024–2028 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Юг», утвержденную приказом Минэнерго России от 24.11.2022 № 31@;

5) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Юг» на 2024–2028 годы. Материалы размещены 27.04.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

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

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

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

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

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

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Ростовской области по годам представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Ростовской области (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Итого за период 2024–2030 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	2501	2759	3605	4271	1674	1741	–	16551

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети (далее – оценка тарифных последствий) выполнена на основании:

- Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [6];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

В субъектах Российской Федерации – Ростовской области, Республика Калмыкия (далее – рассматриваемые субъекты) оценка тарифных последствий выполнена без региональной дифференциации, на данных территориях исполнительными органами власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов с 2025 года будут приниматься единые решения по установлению единых (котловых) тарифов на передачу электрической энергии.

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

- сравнения на прогнозный период НВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО и ПВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО при существующих механизмах тарифного регулирования;

- сравнения на прогнозный период необходимого среднего единого (котлового) тарифа и среднего единого (котлового) тарифа, рассчитанного при существующих механизмах тарифного регулирования.

Согласно Постановлению Правительства РФ № 1178 [7] НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2024 год на территории рассматриваемых субъектов осуществляют свою деятельность 30 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Юг» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 59 % в суммарной НВВ сетевых организаций в рассматриваемых субъектах) и АО «Донэнерго» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 26 % в суммарной НВВ сетевых организаций в рассматриваемых субъектах).

Для целей оценки тарифных последствий детально учитывались и прогнозировались затраты на услуги по передаче электрической энергии наиболее крупных ТСО субъекта Российской Федерации и ТСО, на объектах которых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России предлагаются технические решения (далее совокупно – основные ТСО).

В расчете тарифных последствий суммарная НВВ ТСО рассматриваемых субъектов на прогнозный период включает в себя:

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

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

– затраты на оплату услуг ПАО «Россети»;

– НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии.

7.2 Исходные допущения

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

– утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;

– бухгалтерской (финансовой) отчетностью;

– формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [8].

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

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

– нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2023 год основных ТСО субъектов Российской Федерации,

¹ Постановления Региональной службы по тарифам Ростовской области от 28.11.2022 № 68/2 и от 25.11.2022 № 67/22, Приказ Региональной службы по тарифам Республики Калмыкия от 28.11.2022 № 95-п/э.

рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;

нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

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

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

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/ЕБИТДА не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	35 %	0 % – 35 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	12 %	10 %

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2024 год Постановлением Региональной службы по тарифам Ростовской области от 26.04.2024 № 57 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Ростовской области и Республики Калмыкия, поставляемой потребителям, не относящимся к населению и приравненным к нему категориям потребителей» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в рассматриваемых субъектах, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³.

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

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

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2024 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей рассматриваемых субъектов, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей рассматриваемых субъектов, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в рассматриваемых субъектах, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления электрической энергии, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2024 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска

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

электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

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

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 37.

Таблица 37 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Инфляция (среднегодовая)	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	10 %	9 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Дополнительный рост единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в соответствии с регуляторным соглашением	–	–	–	–	–	–
Рост цен на газ	7 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	0,05 %	0,8 %	0,6 %	1,0 %	0,3 %	1,1 %

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

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

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

– объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. При этом не учитываются мероприятия, полностью соответствующие мероприятиям, включенным в утвержденные инвестиционные программы основных ТСО, и учитываются отклонения в объемах капитальных вложений при неполном совпадении мероприятия, предлагаемого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и мероприятия из утвержденной инвестиционной программы основной ТСО. В случае наличия в

утвержденной инвестиционной программе основной ТСО мероприятия только в объеме проектно-изыскательских работ, эта часть затрат учитывается при определении объема капитальных вложений по мероприятию, предлагаемому в схеме и программе развития электроэнергетических систем России.

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

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО рассматриваемых субъектов представлены в таблице 38.

Таблица 38 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО рассматриваемых субъектов (в млн руб. без НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	3085	3354	2635	2105	2400	2260
объем капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	963	970	401	149	141	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	2856	5627	2532	2458	2383	2383

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий), представлены в таблице 39 и на рисунке 9.

Достаточность выручки определяется как разность между расчетными объемами НВВ и ПВВ для каждого года прогнозного периода. Превышение ПВВ над НВВ в период более двух лет указывает на достаточность выручки или достаточность существующих условий тарифного регулирования для реализации планируемого состава технических решений.

Таблица 39 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ПВВ	млрд руб.	48,2	53,0	56,2	59,0	61,3	64,3
НВВ	млрд руб.	49,9	53,9	56,9	57,0	58,2	59,3
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	1,7	0,9	0,7	-2,0	-3,1	-5,0
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,5	3,8	4,0	4,1	4,3	4,4
Среднегодовой темп роста	%	–	109	105	104	104	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,6	3,8	4,0	4,0	4,1	4,1
Среднегодовой темп роста	%	–	107	105	99	102	101
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,12	0,06	0,05	-0,14	-0,21	-0,35

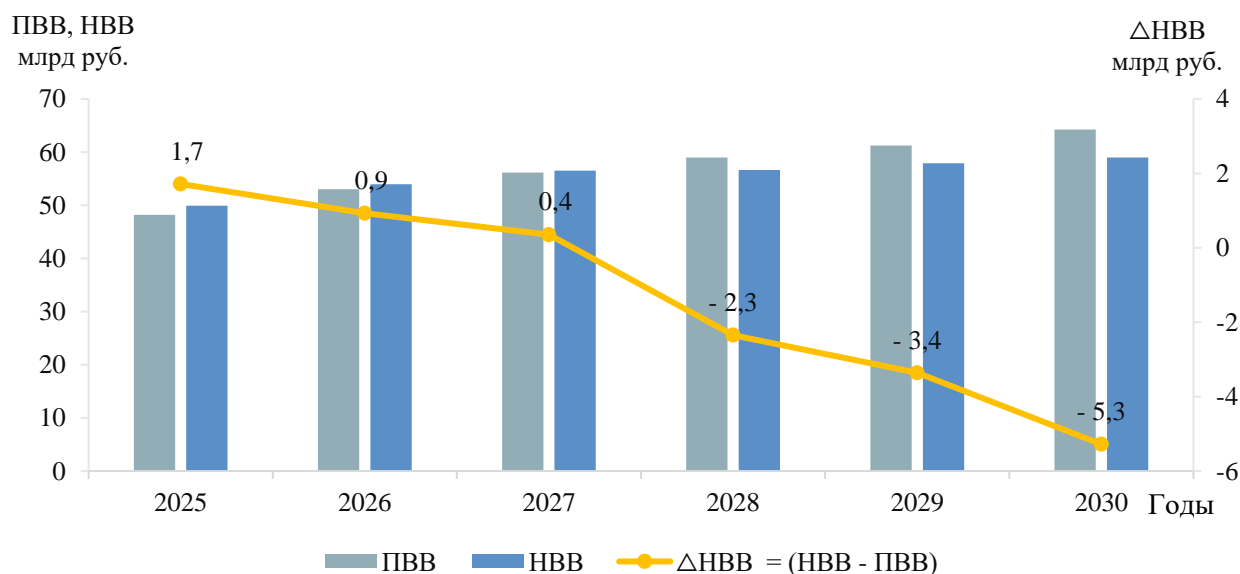


Рисунок 9 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый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

Как видно из таблицы 39, в прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

7.4 Оценка чувствительности экономических условий

В дополнение к оценке достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, выполнена оценка чувствительности экономических условий. Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений заключается в расчете ПВВ при различных сценариях темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

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

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

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

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

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1) и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2, 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период 2025–2030 годов составляет 16,1–57,0 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 10.

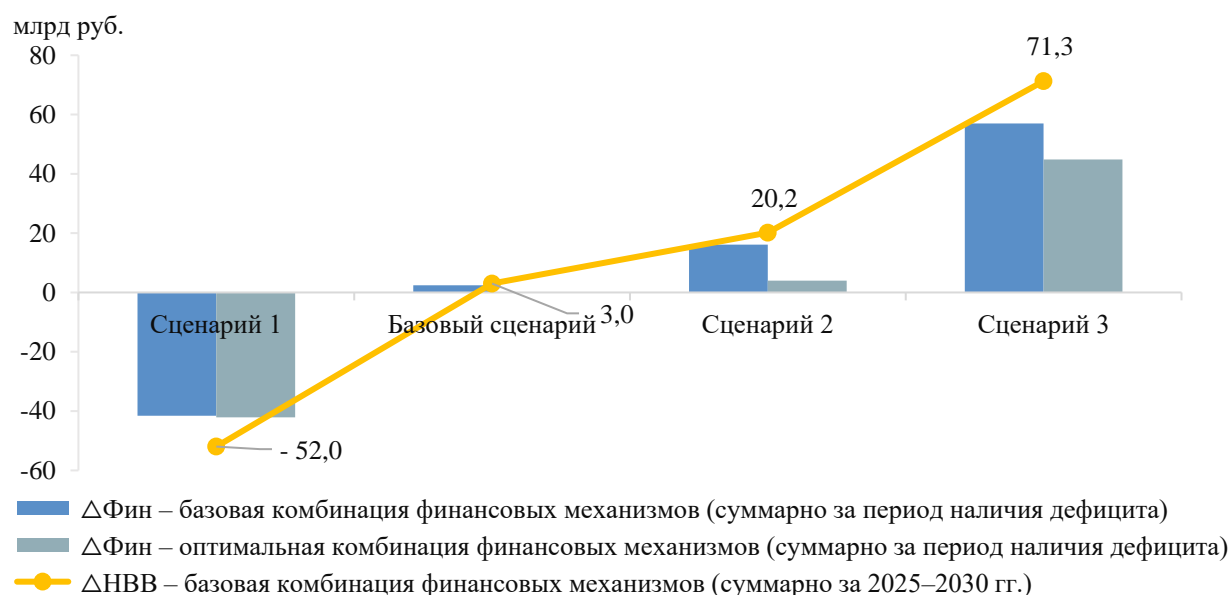


Рисунок 10 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на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

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 40.

Таблица 40 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период 2025–2030 годов)

Наименование	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	20 %	18 %	18 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	47 %	47 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %	10 %

Как видно из рисунка 10, в прогнозном периоде определена возможность ликвидации дефицита финансирования инвестиций в Базовом сценарии (таблица 40) за счет изменения финансовых механизмов. В сценарии 2 и наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2024 года) возможно снижение дефицита финансирования при значительных объемах бюджетного финансирования в прогнозных капитальных вложениях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Ростовской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Ростовской области, 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 Ростовской области оценивается в 2030 году в объеме 22491 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,40 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Ростовской области к 2030 году увеличится и составит 3512 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,38 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Ростовской области в период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 6383–6422 ч/год.

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Ростовской области в 2025–2030 годах составляют 540 МВт на ТЭС.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Ростовской области в период 2025–2030 годов предусматриваются в объеме 589 МВт, в том числе: на ТЭС – 489 МВт, на ВЭС – 100 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Ростовской области в 2030 году составит 7883,9 МВт.

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

Всего за период 2024–2030 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 125,39 км, трансформаторной мощности 2325,3 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

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

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

4. Правила разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 28 декабря 2020 г. № 1195 «Об утверждении Правил разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», от 8 февраля 2019 г. № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов,

установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229», зарегистрирован М-вом юстиции 27 апреля 2021 г. № 63248. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_383101/ (дата обращения: 29.11.2024).

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

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

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

8. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/ (дата обращения: 29.11.2024).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

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

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования ¹⁾	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)									
Энергосистема Ростовской области														
Цимлянская ГЭС	ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»			–										
		1	ПЛ-495-ВБ-660		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		2	ПЛ-30/877/В-660		52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	
		3	ПЛ-30/877/В-660		52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	
		4	ПЛ-30-В-660		52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	
		5	ПЛ-495-ВБ-225		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	211,5	211,5	211,5	211,5	211,5	211,5	211,5	211,5		
Ростовская АЭС	АО «Концерн Росэнергоатом»			Ядерное топливо										
		1	ВВЭР		1041,7	1041,7	1041,7	1041,7	1041,7	1041,7	1041,7	1041,7	1041,7	
		2	ВВЭР-1000		1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	
		3	ВВЭР-1000		1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	
		4	ВВЭР	1030,3	1030,3	1030,3	1030,3	1030,3	1030,3	1030,3	1030,3	1030,3		
Установленная мощность, всего		–	–	–	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9		
Новочеркасская ГРЭС	ПАО «ОГК-2»			Газ, мазут, уголь донецкий и кузнецкий										
		1	К-264(300)-240-2		264,0	264,0	264,0	264,0	264,0	264,0	264,0	264,0	264,0	
		2	К-264(300)-240-2		264,0	264,0	264,0	264,0	264,0	264,0	264,0	264,0	264,0	
		3	К-270(300)-240-2		270,0	270,0	270,0	270,0	270,0	270,0				Вывод из эксплуатации в 2028 г.
		4	К-270(300)-240-2		270,0	270,0	270,0	270,0	270,0	270,0				Вывод из эксплуатации в 2028 г.
		5	К-270(300)-240-2		270,0	270,0	270,0	270,0	270,0	270,0	270,0	270,0	270,0	
		6	К-290(310)-23,5-3		290,0	290,0	290,0	290,0	290,0	290,0	290,0	290,0	290,0	
		7	К-300(325)-23,5		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	
		9	К-330-23,5		330,0	330,0	330,0	330,0	330,0	330,0	330,0	330,0	330,0	
		–	ПГУ-324							324,0	324,0	324,0	324,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
		–	ПГУ-170						165,0	165,0	165,0	165,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.	
Установленная мощность, всего		–	–	–	2258,0	2258,0	2258,0	2258,0	2258,0	2207,0	2207,0	2207,0		
ТЭЦ Ростсельмашэнерго	ООО «Ростсельмашэнерго»			Газ, мазут										
		1	Р-6-18/5,5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
Ростовская ТЭЦ-2	ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»			Газ, мазут										
		1	ПТ-100/110-12,8		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		2	ПТ-100/110-12,8	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования ¹⁾	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Примечание	
														Установленная мощность (МВт)
Волгодонская ТЭЦ-2	ООО «Волгодонская тепловая генерация»	2	T-110/120-130-3	Газ, мазут	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0		
		3	T-110/120-130-4		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0		
		4	ПТ-140/165-130/15		140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0		
		Установленная мощность, всего	–		–	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	
Шахтинская ГТЭС	ООО «Шахтинская газотурбинная электростанция»	1, 2, 6	ПГУ	Газ	55,1	55,1	55,1	55,1	55,1	55,1	55,1	55,1		
		5, 3, 4	ПГУ		41,8	41,8	41,8	41,8	41,8	41,8	41,8	41,8		
		Установленная мощность, всего	–		–	96,9	96,9	96,9	96,9	96,9	96,9	96,9	96,9	
Новочеркасская ГТ-ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»	1	ГТ-009М	Газ	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0		
		2	ГТ-009М		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0		
		Установленная мощность, всего	–		–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
РК-3 ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго	ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»	1	GES-EH 1750 Q (ГПА)	Газ	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8		
		2	GES-EH 1750 Q (ГПА)		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8		
		3	GES-EH 1750 Q (ГПА)		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		Установленная мощность, всего	–		–	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	
Азовская ВЭС	ООО «Энел Рус Винд Азов»	1-26	G132	–	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1		
		Установленная мощность, всего	–		–	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	
Марченковская ВЭС	АО «ВетроОГК»	1-8	L100-2,5	–	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0		
		9-16	L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0		
		17-24	L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0		
		25-32	L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		33-40	L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		41-48	L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		Установленная мощность, всего	–		–	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0
Каменская ВЭС	ООО «Второй Ветропарк ФРВ»	1	Vestas V126-3.8	–	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8		
		2	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8		
		3	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8		
		4	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8		
		5	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8		
		6	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8		
		7	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8		
		8	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8		
		9	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8		
		10	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8		
		11	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования ¹⁾	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Примечание	
														Установленная мощность (МВт)
		12	Vestas V126-3.8	-	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8		
		13	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		14	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		15	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		16	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		17	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		18	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		19	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		20	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		21	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		22	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		23	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		24	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		25	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		26	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
Установленная мощность, всего		-	-		98,8	98,8	98,8	98,8	98,8	98,8	98,8	98,8		
Сулинская ВЭС	ООО «Второй Ветропарк ФРВ»			-										
		1	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		2	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		3	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		4	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		5	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		6	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		7	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		8	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		9	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		10	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		11	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		12	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		13	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		14	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		15	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		16	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		17	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		18	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		19	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		20	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		21	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		22	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		23	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		24	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		25	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		26	Vestas V126-3.8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8		
Установленная мощность, всего		-	-		98,8	98,8	98,8	98,8	98,8	98,8	98,8	98,8		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования ¹⁾	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Примечание	
														Установленная мощность (МВт)
Гуковская ВЭС	ООО «Третий Ветропарк ФРВ»			-										
		1	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8		
		2	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		3	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		4	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		5	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		6	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		7	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		8	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		9	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		10	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		11	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		12	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		13	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		14	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		15	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		16	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		17	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		18	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		19	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		20	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		21	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		22	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		23	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		24	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		25	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
26	Vestas V126-3.8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8				
Установленная мощность, всего		-	-		98,8	98,8	98,8	98,8	98,8	98,8	98,8	98,8		
Казачья ВЭС	ООО «Седьмой Ветропарк ФРВ»			-										
		1-4	Vestas V126-4.2		16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8		
		5-12	Vestas V126-4.2		33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6		
		13-24	Vestas V126-4.2		50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4		
Установленная мощность, всего		-	-		100,8	100,8	100,8	100,8	100,8	100,8	100,8			
Вербная ВЭС	АО «ВетроСПК»			-										
		-	ВЭУ (код ГТП GVIE1389)				20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.	
		-	ВЭУ (код ГТП GVIE1448)				40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.	
		-	ВЭУ (код ГТП GVIE1449)				40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.	
Установленная мощность, всего		-	-			100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0			

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

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

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

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

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
1	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 500 кВ Ростовская с установкой второго автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) ⁴⁾	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167	–	–	–	–	–	–	501	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	2414,19	2414,19
2	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 500 кВ Шахты с установкой третьего автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) ⁴⁾	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167	–	–	–	–	–	–	501	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	2189,75	2189,75
3	Ростовской области	Ростовская область	Строительство ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 №3 ориентировочной протяженностью 39 км	ПАО «Россети»	220	км	39	–	–	–	–	–	–	39	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1736,34	1736,34
4	Ростовской области	Ростовская область	Создание на ПС 220 кВ Р-4 устройств: – АОПО ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 I цепь; – АОПО ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 II цепь; – АОПО ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 №3	ПАО «Россети»	–	х	–	–	–	–	х	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	44,12	44,12

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
5	Ростовской области	Ростовская область	Строительство ПС 220 кВ Левенцовская с двумя автотрансформаторами 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	2×125	–	–	–	–	–	–	250	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	3525,61	3525,61
6	Ростовской области	Ростовская область	Строительство двух ЛЭП 220 кВ Ростовская – Левенцовская ориентировочной протяженностью 30 км каждая	ПАО «Россети»	220	км	2×30	–	–	–	–	–	–	60	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	2938,22	2938,22
7	Ростовской области	Ростовская область	Строительство двух ЛЭП 110 кВ Левенцовская – Р19 ориентировочной протяженностью 7 км каждая	ПАО «Россети Юг»	110	км	2×7	–	–	–	–	–	–	14	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	478,11	478,11
8	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ АС12 с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2028 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	411,79	411,79

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
9	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ Чалтырь с заменой трансформаторов Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА и Т-3 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	678,20	678,20
				ПАО «Россети Юг»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	–	40			
10	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ АС1 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	340,20	340,20
11	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ БТ1 с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	419,02	419,02

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
12	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ Центральная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 7,5 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	326,57	326,57
13	Ростовской области	Ростовская область	Строительство ЛЭП 110 кВ Р-20 – Р29 №2 ориентировочной протяженностью 3 км	ПАО «Россети Юг»	110	км	3	–	–	–	–	–	–	3	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	91,84	91,84
14	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Р1 – Р12 с отпайками ориентировочной протяженностью 1,79 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Юг»	110	км	1,79	–	–	–	–	–	–	1,79	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	113,36	113,36
15	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ Т11 с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11 с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Юг»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	4,79	4,79

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
16	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ Т25 с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Т-15 – Т25 с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Юг»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	4,79	4,79
17	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 35 кВ АС8 с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-1 35/6 кВ и Т-2 35/6 кВ мощностью 7,5 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	712,44	712,44

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
18	Ростовской области	Ростовская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ АС15 – АС6 на ПС 110 кВ АС8 ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети Юг»	110	км	2×2	–	–	–	–	–	–	4	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	121,90	121,90

Примечания

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

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

3³⁾ Планируемый год реализации может быть уточнен по результатам процедуры утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России.

4⁴⁾ Необходимость реализации мероприятия определена с учетом повышенной аварийности генерирующего оборудования.