

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2024–2029 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 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	10
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	12
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики	14
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	14
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 предприятий	14
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	14
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	23
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	23
2.2.4 Непринятые предложения сетевых организаций	24
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	24
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	24
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	24
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы	25
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	25

3.2	Прогноз потребления электрической энергии	28
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	29
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	30
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы	33
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	33
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	33
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	37
4.4	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, отсутствуют. 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.....	37
4.5	Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют	39
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	41
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	42
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	43
7.1	Основные подходы	43
7.2	Исходные допущения.....	44
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	47
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	48
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	50
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	52
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	53

ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	55
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.....	59

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

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)
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КС	–	контролируемое сечение
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
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
СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТСО	–	территориальная сетевая организация

ТП	–	технологическое присоединение
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ЦП	–	центр питания
ШР	–	шунтирующий реактор
ЭЭС	–	электроэнергетическая система (территориальная)
$S_{\text{длн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Ростовской области за период 2018–2022 годов. За отчетный принимается 2022 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 (2024–2029 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2029 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Ростовской области на период до 2029 года, в том числе:

- мероприятия, направленные на исключение 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.;

– Донбасской энергосистемой: 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	
АО «ТАГМЕТ»	199,0
ОАО «РЖД»	265,0
Филиал ООО «ЭЛ 6» в г. Новочеркасск	103,0
Более 50 МВт	

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
ООО «Новороссийский прокатный завод»	93,0
Более 10 МВт	
ООО «ПК «НЭВЗ»	27,0
АО «Транснефть-Приволга», АО «Черномортранснефть» в границах Ростовской области	37,0
ООО «Юг Руси-Золотая семечка»	19,0
АО «Алюминий металлург рус»	35,0
АО «Ростовводоканал»	28,0
АО «НЗНП»	12,0
Филиал АО «АЭМ-технологии» «Атоммаш» в г. Волгодонск	13,0

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Ростовской области на 01.01.2023 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 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	7834,9	–	–	–	–	7834,9
АЭС	4071,9	–	–	–	–	4071,9
ГЭС	211,5	–	–	–	–	211,5
ТЭС	2944,2	–	–	–	–	2944,2
ВИЭ – всего	607,3	–	–	–	–	607,3
ВЭС	607,3	–	–	–	–	607,3

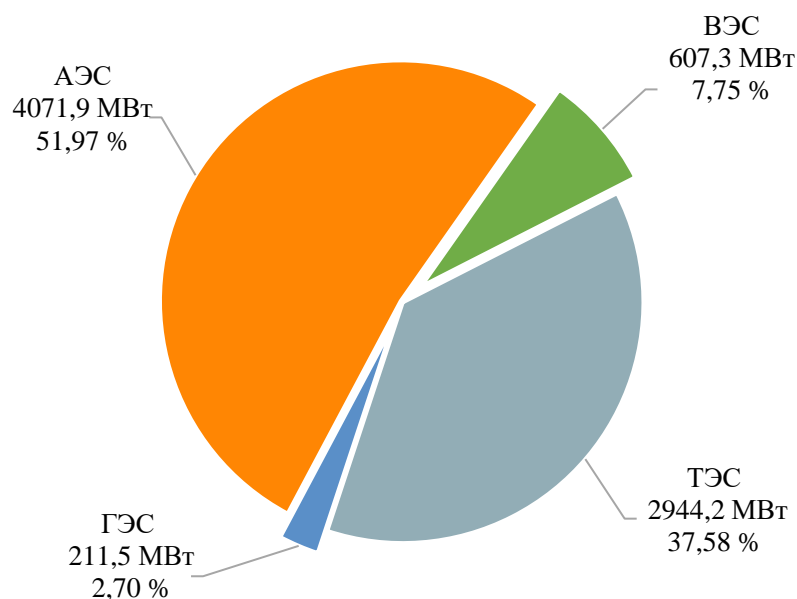


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Ростовской области по состоянию на 01.01.2023

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Ростовской области приведена в таблице 3 и на рисунках 2, 3.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Ростовской области

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	19363	18882	18519	19883	20088
Годовой темп прироста, %	4,27	-2,48	-1,92	7,37	1,03
Максимум потребления мощности, МВт	3034	2980	3182	3308	3130
Годовой темп прироста, %	0,36	-1,78	6,78	3,96	-5,38
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6382	6336	5820	6011	6418
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	18.12 11:00	23.01 11:00	07.07 15:00	21.07 14:00	07.12 17:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-5,7	-6,4	32,0	30,8	-7,5

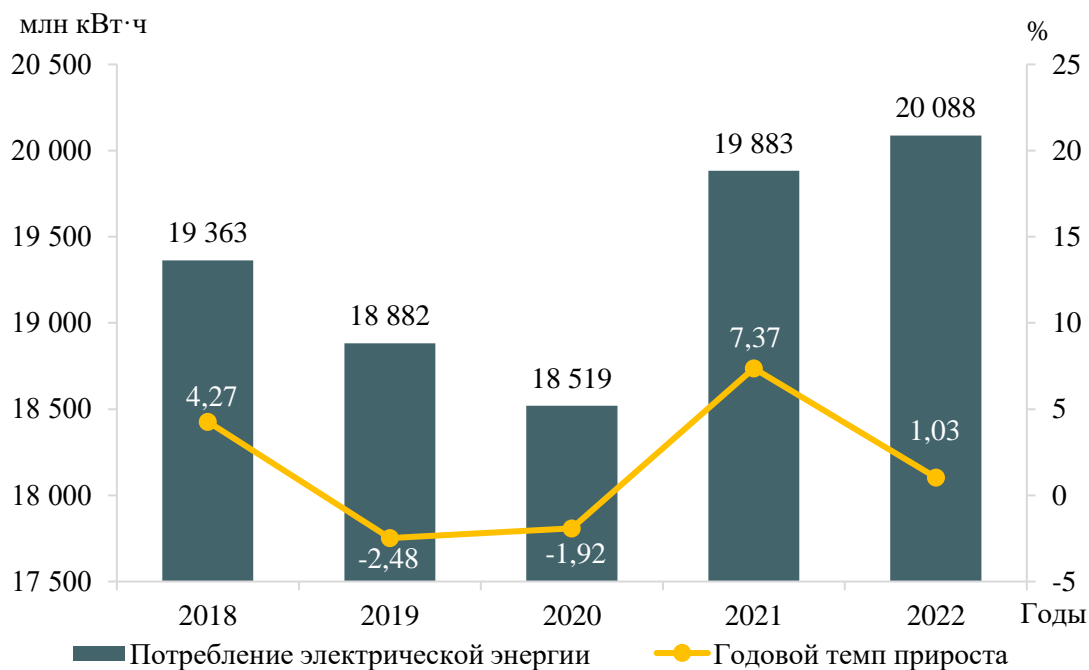


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Ростовской области и годовые темпы прироста

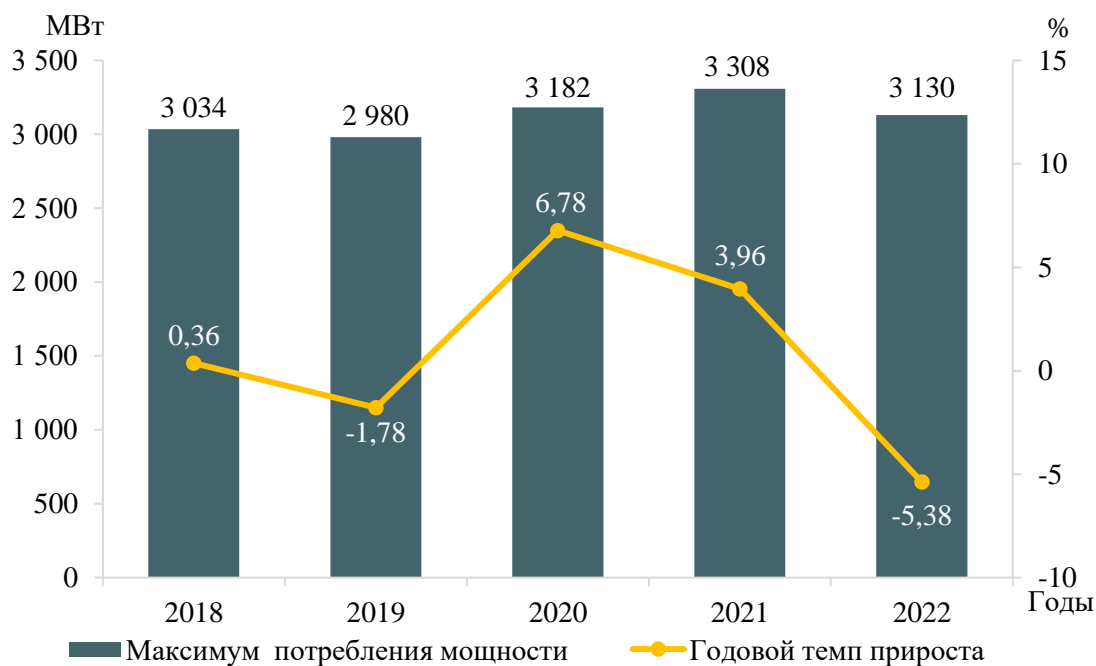


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Ростовской области и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Ростовской области увеличилось на 1518 млн кВт·ч и составило в 2022 году 20088 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,58 %. 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 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Ростовской области вырос на 107 МВт и составил 3130 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,70 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 6,78 % в 2020 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.

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, главным образом за счет объектов железнодорожного транспорта;
- разнонаправленными тенденциями потребления в металлургическом производстве;
- снижением потерь в сетях при передаче электрической энергии;
- ростом потребления в домашних хозяйствах и сфере услуг.

1.5 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 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Ростовской области приведен в таблице 5.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	500 кВ	Строительство новой ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань	ПАО «Россети»	2018	498,67 км
2	500 кВ	Строительство новой ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Ростовская	ПАО «Россети»	2018	285,82 км
3	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Промзона – Колодези	ОАО «РЖД»	2019	23 км
4	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Промзона – Кутейниково	ОАО «РЖД»	2019	61 км
5	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Колодези – Кутейниково	ОАО «РЖД»	2019	38,5 км
6	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Азовская ВЭС – А-30	ПАО «Россети Юг»	2020	48,14 км
7	110 кВ	Строительство новой отпайки на Сулинскую ВЭС от ВЛ 110 кВ Б3 – Г14	ПАО «Россети Юг»	2020	14,6 км
8	110 кВ	Строительство новой отпайки на Каменской ВЭС от ВЛ 110 кВ Б4 – ГПП1	ПАО «Россети Юг»	2020	0,63 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
9	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Заря от ВЛ 110 кВ Г18 – Г4	ПАО «Россети Юг»	2020	1,65 км
10	110 кВ	Строительство новой отпайки на Казачью ВЭС от ВЛ 110 кВ ГПП1 – Волченская ПТФ	ПАО «Россети Юг»	2020	11,37 км
11	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Джангар от ВЛ 110 кВ Ремонтненская – Б.Ремонтное	ПАО «Россети Юг»	2020	12,6 км
12	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Полевая от ВЛ 110 кВ Зимовники – Наримановская	ПАО «Россети Юг»	2021	0,04 км
13	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Полевая от ВЛ 110 кВ Зимовники – НСЗ	ПАО «Россети Юг»	2021	0,04 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	500 кВ	Установка ШР на ПС 500 кВ Ростовская	ПАО «Россети»	2018	180 Мвар
2	500 кВ	Установка ШР на Ростовской АЭС	АО «Концерн Росэнергоатом»	2018	180 Мвар
3	500 кВ	Замена ШР на Ростовской АЭС	АО «Концерн Росэнергоатом»	2020	180 Мвар
4	220 кВ	Установка трансформатора на ПС 220 кВ А-30	ПАО «Россети»	2020	63 МВА
5	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Погорелово	ПАО «Россети»	2021	125 МВА
6	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Г2	ПАО «Россети Юг»	2019	25 МВА
7	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Колодези	ОАО «РЖД»	2019	2×40 МВА
8	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Кутейниково	ОАО «РЖД»	2019	2×40 МВА
9	110 кВ	Установка БСК и ШР на ПС 110 кВ Колодези	ОАО «РЖД»	2019	26 Мвар 25 Мвар
10	110 кВ	Установка БСК и ШР на ПС 110 кВ Кутейниково	ОАО «РЖД»	2019	26 Мвар 25 Мвар
11	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ С2	ПАО «Россети Юг»	2019	6,3 МВА
12	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Заря	ПАО «Россети Юг»	2020	2×63 МВА
13	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Полевая	ПАО «Россети Юг»	2021	63 МВА 100 МВА
14	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Т1	ПАО «Россети Юг»	2021	25 МВА
15	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Погорелово	ПАО «Россети»	2022	40 МВА

2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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

На территории Ростовской области отсутствуют энергорайоны, характеризующиеся рисками ввода ГАО.

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

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

В соответствии с предложениями территориальных 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 из нормальной схемы 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 6 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 6 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2018	19.12.2018	-3,2
	20.06.2018	23,6
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

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 7 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 8 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 9 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 7 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	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
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ АС12	110/10	T-1	ТМН-6300/110	115/10,5	6,3	1983	85,88	2,720	3,669	4,469	7,293	5,276	2,180	2,107	1,980	2,869	3,832	0
			T-2	ТМН-6300/110	115/10,5	6,3	1983	93,88	5,450	5,922	5,849	6,437	6,873	2,720	2,765	4,123	4,480	3,980	
2	ПС 110 кВ Чалтырь	110/35/10	T-3	ТДТН-16000/110	115/38,5/11	16	1994	74,8	15,500	15,200	12,600	14,600	15,200	11,800	12,600	11,600	7,100	9,100	0
			T-2	ТДТН-25000/110	115/38,5/11	25	2012	96,5	15,100	13,800	13,300	14,900	12,700	14,300	14,400	14,400	10,500	11,400	
3	ПС 110 кВ АС1	110/35/10	T-1	ТДТН-10000/110	115/38,5/11	10	1967	76,13	7,230	5,595	7,974	6,290	8,810	5,520	5,519	2,131	4,758	5,613	0
			T-2	ТДТН-10000/110	115/38,5/11	10	1987	83,67	7,030	8,147	6,276	10,434	8,431	6,210	8,001	6,039	6,043	8,962	
4	ПС 110 кВ Р17	110/6	T-1	ТРДН-25000/110	115/6,6-6,6	25 (12,5)	1972	76,13	6,680	8,152	7,262	6,436	8,313	4,880	0,000	5,275	5,112	4,945	0
			T-2	ТРДН-25000/110	115/6,6-6,6	25 (12,5)	1972	92,13	10,290	5,903	9,774	7,165	6,757	6,500	23,784	7,387	5,878	7,197	
5	ПС 110 кВ БТ1	110/6	T-1	ТРДН-25000/110	115/6,3-6,3	25 (12,5)	1988	89,83	10,460	11,117	12,316	12,817	13,973	11,660	10,300	9,646	9,551	12,389	0
			T-2	ТРДН-25000/110	115/6,3-6,3	25 (12,5)	1982	89,83	16,890	11,825	14,060	15,615	16,534	14,060	14,278	10,082	11,515	12,398	
6	ПС 110 кВ Центральная	110/35/6	T-1	ТДТН-10000/110	115/38,5/6,6	10	1970	84,13	6,240	7,130	7,020	7,300	8,750	6,600	5,800	5,900	6,700	6,050	5 (в зимний период), 1,3 (в летний период)
			T-2	ТМТГ-7500/110	115/38,5/6,6	7,5	1960	82,31	5,040	5,100	5,700	5,900	7,470	5,640	5,040	5,100	5,050	5,050	
7	ПС 110 кВ АС11	110/35/10	T-1	ТДТН-16000/110	115/38,5/11	16	1987	87,12	15,490	9,639	13,299	15,553	18,067	9,970	9,068	6,622	8,842	11,962	0
			T-2	ТДТН-16000/110	115/38,5/11	16	1992	81,85	1,050	0,856	1,212	0,846	0,960	0,860	0,856	3,730	2,038	1,009	

Таблица 8 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ АС12	T-1	ТМН-6300/110	1983	85,88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		T-2	ТМН-6300/110	1983	93,88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Чалтырь	T-3	ТДТН-16000/110	1994	74,8	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-25000/110	2012	96,5	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
3	ПС 110 кВ АС1	T-1	ТДТН-10000/110	1967	76,13	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110	1987	83,67	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Р17	T-1	ТРДН-25000/110	1972	76,13	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		T-2	ТРДН-25000/110	1972	92,13	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ БТ1	T-1	ТРДН-25000/110	1988	89,83	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		T-2	ТРДН-25000/110	1982	89,83	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
6	ПС 110 кВ Центральная	T-1	ТДТН-10000/110	1970	84,13	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		T-2	ТМТГ-7500/110	1960	82,31	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
7	ПС 110 кВ АС11	T-1	ТДТН-16000/110	1987	87,12	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110	1992	81,85	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82

Таблица 9 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА								
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.			
1	ПС 110 кВ АС12	2021	13,73	ПС 110/10 кВ АС12	Физ. лицо	б/н	17.09.2014	2022	0,834	0	0,4	0,75	15,966	15,966	15,966	15,966	15,966	15,966			
				ПС 110/10 кВ АС12	Общество с ограниченной ответственностью «ЕВРОПОЛИМЕР»	61-1-16-00270427	04.07.2016	2023	1	0,6	6–20	0,7									
				ТУ на ТП менее 670 кВт								5,617							0,288	0,22–10	0,562
2	ПС 110 кВ Чалтырь	2018	30,6	ПС 110 кВ Чалтырь	Администрация Мясниковского района	61-1-20-00523257	21.09.2020	2023	0,8	0	10	0,56	33,92	33,92	33,92	33,92	33,92	33,92			
				ТУ на ТП менее 670 кВт								24,277							0,71	0,22–10	2,428
3	ПС 110 кВ АС1	2022	17,241	ПС 110/35/10 кВ АС1	Общество с ограниченной ответственностью «АСТ-2007»	61300-14-00169795-4	09.07.2014	2023	1	0	35	0,5	20,992	20,992	20,992	20,992	20,992	20,992			
				ПС 110/35/10 кВ АС1	Общество с ограниченной ответственностью «Адва»	61-1-21-00561453	26.02.2021	2023	4	0	10	2									
				ТУ на ТП менее 670 кВт								8,763							0,441	0,22–10	0,876
4	ПС 110 кВ Р17	2019	23,784	ПС 110/6 кВ Р17	АО «Конверсия»	494	17.11.2020	2023	1,441	0	6	0,576	24,7	24,7	25,382	26,828	26,828	26,828			
								2024	0,62			0,248									
								2026	1,535			0,614									
								2027	3,254			1,302									
5	ПС 110 кВ БТ1	2022	30,506	ПС 110/6 кВ БТ1	ИП Бибик Ю.А.	578/22/БМЭС	08.09.2022	2023	1,4	0	6	0,7	31,284	31,284	31,284	31,284	31,284	31,284			
6	ПС 110 кВ Центральная	2022	16,22	ТУ на ТП менее 670 кВт								1,316	0,098	0,22–6	0,132	16,366	16,366	16,366	16,366	16,366	16,366
7	ПС 110 кВ АС11	2022	19,027	–	–	–	–	–	–	–	–	–	19,027	19,027	19,027	19,027	19,027	19,027	19,027		

ПС 110 кВ АС12.

Согласно данным в таблицах 7, 8 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 13,73 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 193 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +3 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,129.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,451 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 2,236 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{персп}^{тр} = 13,73 + 2,236 + 0 - 0 = 15,966 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 224 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ АС12 ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ АС12 расчетный объем ГАО составит 8,853 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 15,966 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 и Т-2 2×6,3 МВА на 2×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Чалтырь.

Согласно данным в таблицах 7, 8 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 30,6 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-3 составит 153 % от $S_{длн}$, что превышает $S_{длн}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-3 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 98 % от $S_{длн}$, что не превышает $S_{длн}$ данного трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -3,2 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 25,077 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 3,32 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 30,6 + 3,32 + 0 - 0 = 33,92 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-3 составит 170 % от $S_{длн}$, что превышает $S_{длн}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-3 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 109 % от $S_{длн}$, что превышает $S_{длн}$ данного трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Чалтырь ниже уровня $S_{длн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Чалтырь расчетный объем ГАО составит 13,92 МВА, в случае аварийного отключения трансформатора Т-3 – 2,67 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-2 и Т-3 на трансформаторы мощностью не менее 33,92 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 мощностью 25 МВА и Т-3 мощностью 16 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ АС1.

Согласно данным в таблицах 7, 8 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 17,241 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 151 % от $S_{длн}$, что превышает $S_{длн}$ трансформаторов.

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 13,763 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 3,751 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 17,241 + 3,751 + 0 - 0 = 20,992 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 183 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ АС1 ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ АС1 расчетный объем ГАО составит 9,548 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 20,992 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, – ПАО «Россети Юг».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ БТ1.

Согласно данным в таблицах 7, 8 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 30,506 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 107 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

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 1,4 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,778 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 30,506 + 0,778 + 0 - 0 = 31,284 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 109 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ БТ1 ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ БТ1 расчетный объем ГАО составит 2,674 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 31,284 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, – ПАО «Россети Юг».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Р17.

Согласно данным в таблицах 7, 8 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2019 года и составила 23,784 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 102 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +27,2 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 0,935.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,85 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 3,044 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 23,784 + 3,044 + 0 - 0 = 26,828 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 115 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Р17 ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Р17 расчетный объем ГАО составит 3,448 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 26,828 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, – ПАО «Россети Юг».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Центральная.

Согласно данным в таблицах 7, 8, 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 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 142 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 189 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора.

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, загрузка 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 1,316 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,146 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 16,22 + 0,146 + 0 - 5 = 11,366 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 99 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 132 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Центральная ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Центральная расчетный объем ГАО составит 7,783 МВА, в случае отключения Т-2 – 4,922 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 11,366 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, – ПАО «Россети Юг».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ АС11.

Согласно данным в таблицах 7, 8 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 19,027 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 104 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

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.

Действующие договоры на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к ПС 110 кВ АС11 отсутствуют.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 19,027 + 0 + 0 - 0 = 19,027 \text{ МВА.}$$

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ АС11 ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ АС11 расчетный объем ГАО составит 0,717 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 19,027 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 2×16 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 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

Предложения от сетевых организаций на территории Ростовской области по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ отсутствуют.

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.

2.2.4 Непринятые предложения сетевых организаций

В таблице 10 приведены предложения сетевых организаций, по которым сетевой организацией не представлена в полном объеме информация и документы, необходимые для принятия к рассмотрению предложения. Приведенные в таблице 10 предложения сетевых организаций далее не рассматриваются.

Таблица 10 – Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
1	ПАО «Россети Юг»	Перевод ПС 35 кВ Шлюзовая на напряжение 110 кВ, предполагающий сооружение новой ПС 110 кВ Шлюзовая с установкой двух трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый, демонтаж ПС 35 кВ Шлюзовая и ПС 110 кВ Центральная, перевод питания потребителей ПС 35 кВ Шлюзовая и ПС 110 кВ Центральная на новую ПС 110 кВ Шлюзовая
2	ПАО «Россети Юг»	Перевод ПС 35 кВ АС8 на напряжение 110 кВ, с установкой двух трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый и переводом на реконструированную ПС 110 кВ АС8 части нагрузки с ПС 110 кВ АС11 (ПС 35 кВ Мишкино, ПС 35 кВ Самсон и ПС 35 кВ АС3)

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

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

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

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

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

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы

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

В таблице 11 приведены данные о планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Ростовской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 11 – 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	АО «НЗНП» (увеличение мощности)	АО «НЗНП»	0,0	120,0	220	2024	ПС 500 кВ Шахты
2	ООО «Новороссийский Прокатный Завод» (увеличение мощности)	ООО «Новороссийский Прокатный Завод»	90,6	49,4	220	2024	ПС 500 кВ Шахты
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
3	Завод по производству аминокислот	АО «Донбиотех»	0,0	35,0	220	2024	ПС 220 кВ РП Волгодонск Волгодонская ТЭЦ-2
4	Увеличение мощности ПС 110 кВ Двойная/т	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	Водоснабжение	РУЗКС ЮВО ФКП «УЗКС МО РФ»	0,0	19,4	110	2023	ПС 220 кВ Р-20 ПС 220 кВ А-20 ПС 110 кВ Синявская ПС 110 кВ Хапр
7	Водоснабжение	РУЗКС ЮВО ФКП «УЗКС МО РФ»	0,0	17,4	110	2023	ПС 220кВ Т-15
8	Жилые комплексы	ООО «Аэро-Сити»	0,0	16,3	0,4	2025 2027 2029	ПС 110 кВ Аэро-Сити
9	Жилые комплексы	ООО Специализированный Застройщик «Галактика»	0,0	15,0	10	2024 с поэтапным набором мощности до 2027	ПС 110 кВ Р35

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
10	Универсальное индустриальное здание	ООО «Проект-Девелопмент»	9,3	10,7	110	2023 с поэтапным набором мощности до 2025	ПС 110 кВ АС6 ПС 110 кВ АС15
11	Жилые комплексы	ООО «СЗ ККПД-Инвест»	13,4	2,8	10	2023 с поэтапным набором мощности до 2025	ПС 110 кВ Р35
12	Обеспечение электрической энергией нефтепровода	АО «Черномортранс-нефть»	12,1	2,1	10	2024	ПС 110 кВ Н9
13	Обеспечение электрической энергией нефтепровода	АО «Черномортранс-нефть»	0,0	12,4	220	2025	ПС 500 кВ Шахты ПС 220 кВ Донецкая
14	Авиастроительная компания	ПАО «Роствертол»	0,0	12,0	110	2023	ПС 110 кВ РСМ

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Ростовской области на период 2024–2029 годов представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Ростовской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	20101	20529	20836	21127	21483	21858	21977
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	428	307	291	356	375	119
Годовой темп прироста, %	–	2,13	1,50	1,40	1,69	1,75	0,54

Потребление электрической энергии по энергосистеме Ростовской области прогнозируется на уровне 21977 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,29 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 428 млн кВт·ч или 2,13 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 119 млн кВт·ч или 0,54 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Ростовской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 11.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Ростовской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 4.



Рисунок 4 – 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 электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Ростовской области на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Ростовской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности, МВт	3410	3301	3329	3351	3365	3375	3385
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	-109	28	22	14	10	10
Годовой темп прироста, %	–	-3,20	0,85	0,66	0,42	0,30	0,30
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5895	6219	6259	6305	6384	6476	6492

Максимум потребления мощности энергосистемы Ростовской области к 2029 году прогнозируется на уровне 3385 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,13 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 28 МВт или 0,85 %; наименьший – по 10 МВт или 0,30 % в 2028–2029 годах. Значительное снижение мощности прогнозируется в 2024 году – в размере 109 МВт или на 3,20 %

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период будет иметь тенденцию к уплотнению за счет ввода новых мощностей на производствах в полунепрерывном технологическом циклом. Число часов использования максимума к 2029 году прогнозируется на уровне 6492 ч/год против 6219 ч/год в 2024 году.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Ростовской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.

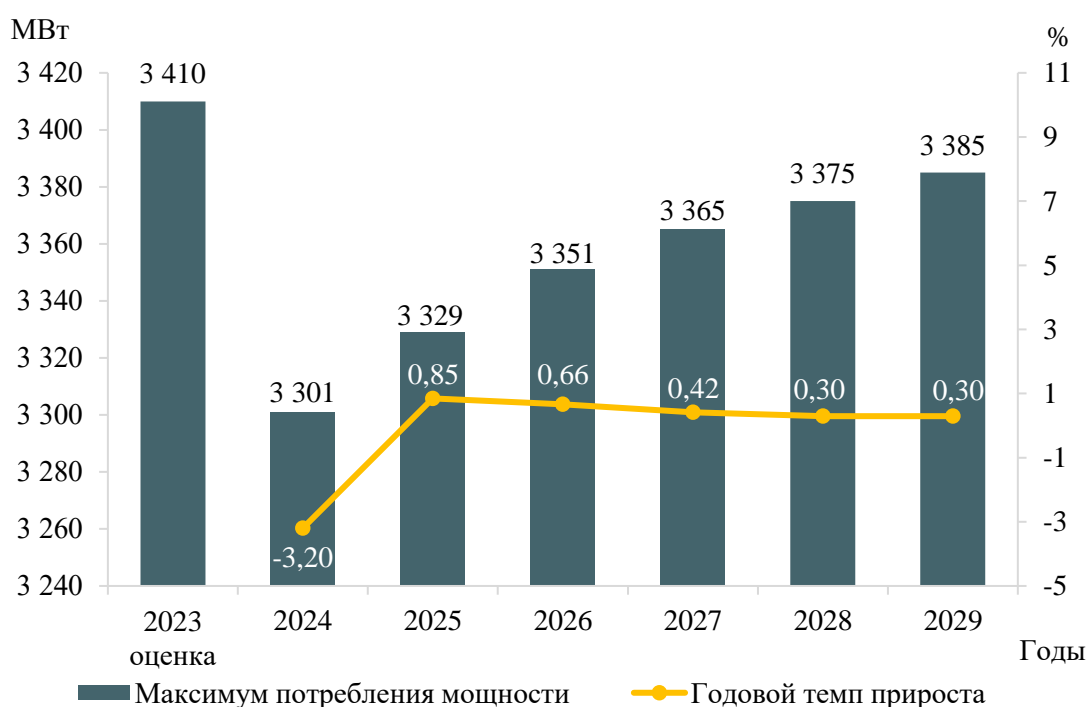


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Ростовской области и годовые темпы прироста

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

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Ростовской области в 2024–2029 годах составляют 540 МВт на ТЭС.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по энергосистеме Ростовской области в 2023 году и в период 2024–2029 годов представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Структура выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Ростовской области, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	Всего за 2024– 2029 гг.
Энергосистема Ростовской области	–	–	–	–	–	540	–	540
ТЭС	–	–	–	–	–	540	–	540

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Ростовской области в период 2024–2029 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 2023 году и в период 2024–2029 годов представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Ростовской области, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	Всего за 2024– 2029 гг.
Энергосистема Ростовской области	–	–	100	–	–	489,0	–	589
ТЭС	–	–	–	–	–	489,0	–	489,0
ВИЭ – всего	–	–	100	–	–	–	–	100
ВЭС	–	–	100	–	–	–	–	100

В рассматриваемый перспективный период предусматривается ввод в эксплуатацию новых крупных энергоблоков (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.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Ростовской области в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в период 2024–2029 годов планируется в объеме 2,5 МВт на Цимлянской ГЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Ростовской области в 2029 году составит 7886,4 МВт. К 2029 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Ростовской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Ростовской области представлена в таблице 16. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Ростовской области представлена на рисунке 6.

Таблица 16 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Ростовской области, МВт

Наименование	2023 г. (оρίζается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Энергосистема Ростовской области	7834,9	7834,9	7934,9	7937,4	7937,4	7886,4	7886,4
АЭС	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9
ГЭС	211,5	211,5	211,5	214,0	214,0	214,0	214,0
ТЭС	2944,2	2944,2	2944,2	2944,2	2944,2	2893,2	2893,2
ВИЭ – всего	607,3	607,3	707,3	707,3	707,3	707,3	707,3
ВЭС	607,3	607,3	707,3	707,3	707,3	707,3	707,3

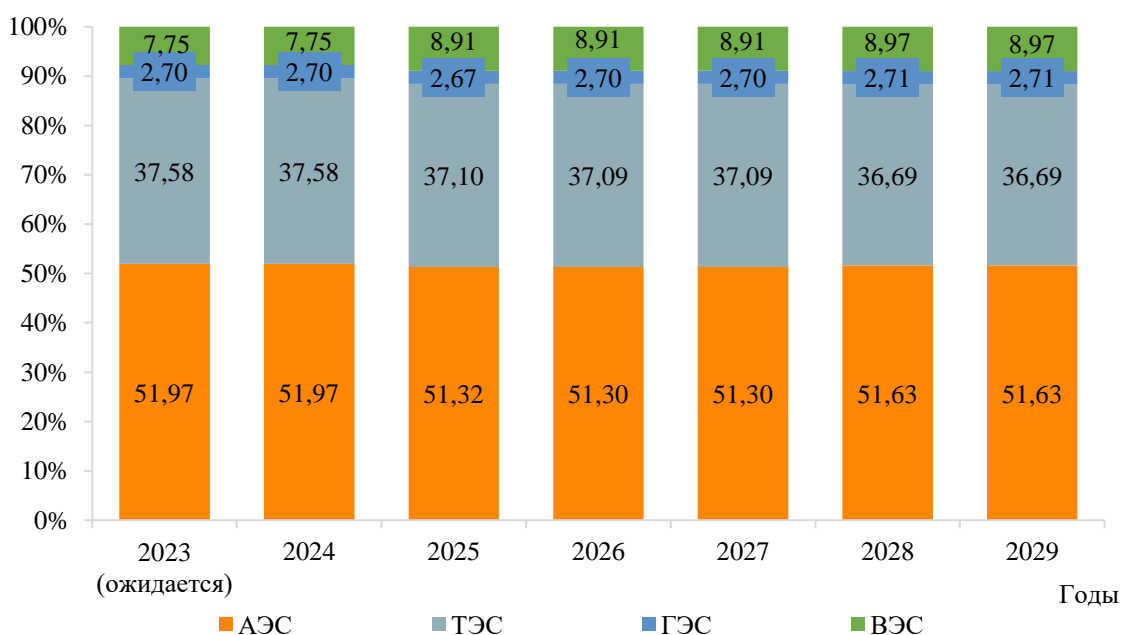


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Ростовской области

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 2024–2029 годы

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

Мероприятия, направленные на исключение ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше, на территории Ростовской области не требуются.

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

В таблице 17 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 17 – 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	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Строительство ПС 220 кВ Новошахтинская с двумя трансформаторами 220/110/6/6 кВ мощностью 125 МВА каждый	АО «Новошахтинский завод нефтепродуктов»	220	МВА	2×125	–	–	–	–	–	–	250	Обеспечение технологического присоединения потребителя 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 «Донские биотехнологии»	220	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Донские биотехнологии»	АО «Донские биотехнологии»	–	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 потребителя 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 потребителя 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	–	–	x	–	–	–	–	x				
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 потребителя 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	x	–	–	–	–	–	–	x				
9	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ БЗ – Ясногорская – Синегорская – Садкинская до ПС 110 кВ Садкинская-Восточная	ООО «Шахта Садкинская-Восточная»	110	км	x	–	–	–	–	–	–	x				
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 потребителя 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 потребителя 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	x	–	–	–	–	–	–	x				
13	Строительство ПС 110 кВ Проект-Девелопмент с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ООО «Проект-Девелопмент»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Проект-Девелопмент»	ООО «Проект-Девелопмент»	–	20
14	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ АС15 – АС6 до ПС 110 кВ Проект-Девелопмент	ООО «Проект-Девелопмент»	110	км	x	–	–	–	–	–	–	x				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
15	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 потребителя ООО «АДВА»	ООО «АДВА»	–	4
16	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 ¹⁾	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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Донэнерго»	АО «Донэнерго»	45,33793	0,775
17	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 потребителя ФБУ «Администрация Азово-Донского бассейна внутренних водных путей»	ФБУ «Администрация Азово-Донского бассейна внутренних водных путей»	–	1,43
18	Строительство ПС 110 кВ 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 потребителя ООО «Группа Компаний «Чистый Город»	ООО «Группа Компаний «Чистый Город»	–	4,95
19	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Синявская – Самбек до границы земельного участка заявителя	ПАО «Россети Юг»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х				
20	Реконструкция ПС 110 кВ ГПП4 с заменой трансформаторов 1Т 110/6/6 кВ и 2Т 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Ростельмаш-энерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Ростельмашэнерго»	ООО «Ростельмаш-энерго»	23,2301	8,715
21	Строительство ПС 110 кВ НС-2 с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	Региональное управление заказчика капитального строительства Южного военного округа – филиала ФКП «Управление	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя Региональное управление заказчика капитального строительства Южного военного округа – филиала ФКП «Управление заказчика капитального строительства Министерства обороны РФ»	Региональное управление заказчика капитального строительства Южного военного округа – филиала ФКП «Управление	–	19,3523
22	Строительство ПС 110 кВ НС-3 с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый		110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32				
23	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Р-20 – А-20 I цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Р-20 – А-20 II цепь с отпайками до ПС 110 кВ НС-2		110	км	2×15,5	–	–	–	–	–	–	31				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
24	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Синявская – Хапры до ПС 110 кВ НС-3	заказчика капитального строительства	110	км	1,7	–	–	–	–	–	–	1,7		заказчика капитального строительства Министерства обороны РФ»		
25	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Р-20 – А-20 II цепь с отпайками до ПС 110 кВ НС-3	Министерства обороны РФ»	110	км	21	–	–	–	–	–	–	21				
26	Строительство ПС 110 кВ НС-4 с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	Региональное управление заказчика капитального строительства Южного военного округа – филиала ФКП «Управление заказчика капитального строительства Министерства обороны РФ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя Региональное управление заказчика капитального строительства Южного военного округа – филиала ФКП «Управление заказчика капитального строительства Министерства обороны РФ»	Региональное управление заказчика капитального строительства Южного военного округа – филиала ФКП «Управление заказчика капитального строительства Министерства обороны РФ»	–	17,3839
27	Строительство ПС 110 кВ НС-5 с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый		110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32				
28	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Т-15 – Т22 с отпайкой на ПС Т23 и ВЛ 110 кВ Т-15 – Т21 до ПС 110 кВ НС-4		110	км	2×8,45	–	–	–	–	–	–	16,9				
29	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Т-15 – Матвеев Курган с отпайкой на ПС Т23 до ПС 110 кВ НС-5		110	км	1,1	–	–	–	–	–	–	1,1				
30	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Т-15 – Т21 с отпайкой на ПС НС-4 до ПС 110 кВ НС-5		110	км	27,7	–	–	–	–	–	–	27,7				
31	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 потребителя ООО СЗ «Галактика»	ООО СЗ «Галактика»	–	14,9581

Примечание – ¹⁾ В рамках ТУ на ТП отсутствует мощность устанавливаемых трансформаторов. Мощность устанавливаемых трансформаторов указана в соответствии с расчетами, приведенными в 2.2.1.1.

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

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

4.4 Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, отсутствуют. Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям

Сводный перечень мероприятий, направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
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 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
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	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
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 потребителя 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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Донэнерго»
5	Реконструкция ПС 110 кВ Р17 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
6	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
7	Реконструкция ПС 110 кВ АС11 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций

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 19 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 19 – Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
1	Строительство РУ 220 кВ Вербной ВЭС с двумя трансформаторами 220/35 кВ мощностью 100 МВА каждый	220	МВА	–	–	2×100	–	–	–	–	200	Вербная ВЭС	АО «ВетроОГК-2»	100
2	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Вешенская-2 – Б-10 на РУ 220 кВ Вербной ВЭС ориентировочной протяженностью 3,5 км каждый	220	км	–	–	2×3,5	–	–	–	–	7			

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

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

– на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликован 22.09.2023 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 %).

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

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

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

7.1 Основные подходы

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Ростовской области 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 Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» 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 2023 год на территории Ростовской области осуществляют свою деятельность 37 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Юг» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 64 % в суммарной НВВ сетевых организаций Ростовской области) и АО «Донэнерго» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 28 % в суммарной НВВ сетевых организаций Ростовской области).

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 Ростовской области 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 «Федеральная сетевая компания – Россети»;

- затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – 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, рассчитанная 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 2022 год в соответствии с:

– информацией, представленной ТСО на запрос Минэнерго России сведений для разработки СиПР ЭЭС России на 2024–2029 годы (письмо от 10.02.2023 № СП-1999/07);

– информацией, представленной ТСО в соответствии с требованиями п. 26 «б» приказа Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340 «Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» (вступил в силу 27.03.2023);

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

– формой раскрытия информации сетевыми организациями о расшифровке расходов субъекта естественных монополий, раскрываемой в соответствии с приказом Минэнерго России от 13.12.2011 № 585;

– 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 Российской Федерации от 21.01.2004 № 24.

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

¹ Постановление Региональной службы по тарифам Ростовской области от 28.11.2022 № 68/2 и от 25.11.2022 № 67/22.

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 2022 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;

- нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для 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. Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам принята в размере 9,5 % 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 26 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/EBITDA не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)

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
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	26 %	0 % – 26 % от размера чистой прибыли
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	9,5 %	8 % – 9,5 %
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 2023 год постановлением Региональной службы по тарифам Ростовской области от 28.11.2022 № 68/2 (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Ростовской области, 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 2022 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2022 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» определены на основании фактических данных за 2022 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Федеральная сетевая компания – 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 2023 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Ростовской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

³ Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликован 22.09.2023 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).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Ростовской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Ростовской области, 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 2023 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Инфляция (среднегодовая)	7%	4%	4%	4%	4%	4%
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	5%	8%	6%	4%	4%	4%
Рост цен на газ	8%	5%	5%	5%	5%	5%
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	2,2%	2,2%	0,9%	-0,1%	0,8%	0,1%

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 утверждена инвестиционная программа, учтены планы основной ТСО в соответствии с актуальным проектом корректировки инвестиционной программы. На период за горизонтом периода актуального проекта корректировки инвестиционной программы принято, что объемы капитальных вложений инвестиционной программы сохраняются в размере последнего года актуального проекта инвестиционной программы.

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 Ростовской области представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Ростовской области (в млн руб. без НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	2649	2645	2699	2385	2242	2141
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	366	656	587	200	102	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	2079	3867	2738	2549	2079	2521

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Ростовской области 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 23 и на рисунке 7.

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 23 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Ростовской области 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	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ПВВ	млрд руб.	38,2	41,3	43,7	45,5	47,2	48,9

Наименование	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
НВВ	млрд руб.	37,9	39,3	40,5	42,0	43,2	44,4
Δ НВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-0,3	-2,0	-3,2	-3,5	-4,0	-4,6
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,0	3,2	3,4	3,5	3,6	3,8
Среднегодовой темп роста	%		106	105	104	103	103
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,0	3,1	3,1	3,2	3,3	3,4
Среднегодовой темп роста	%		102	102	104	102	103
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,03	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3	-0,4

ПВВ, НВВ
млрд руб.

Δ НВВ
млрд руб.

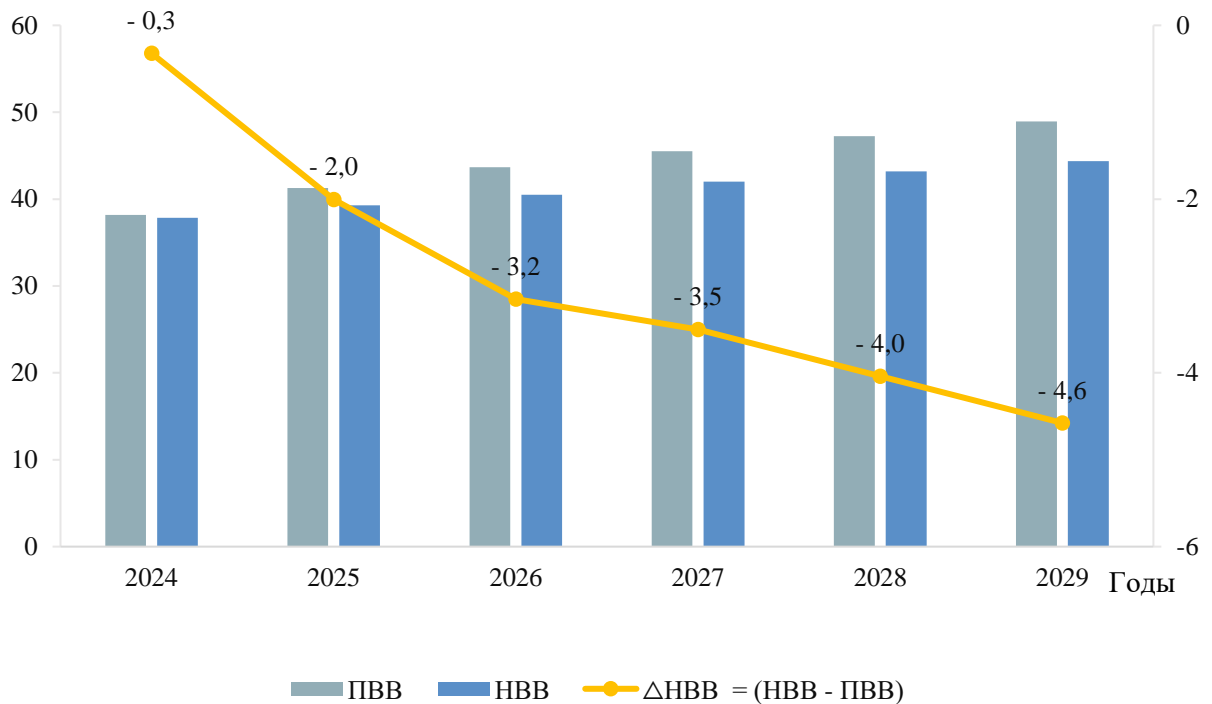


Рисунок 7 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Ростовской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 23, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО Ростовской области 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 Ростовской области 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 (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 2023 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения и снижения на 2 процентных пункта темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1, 2) и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценарии 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях за 2024–2029 годы составляет 2,6 млрд руб. в год соответственно. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 8.

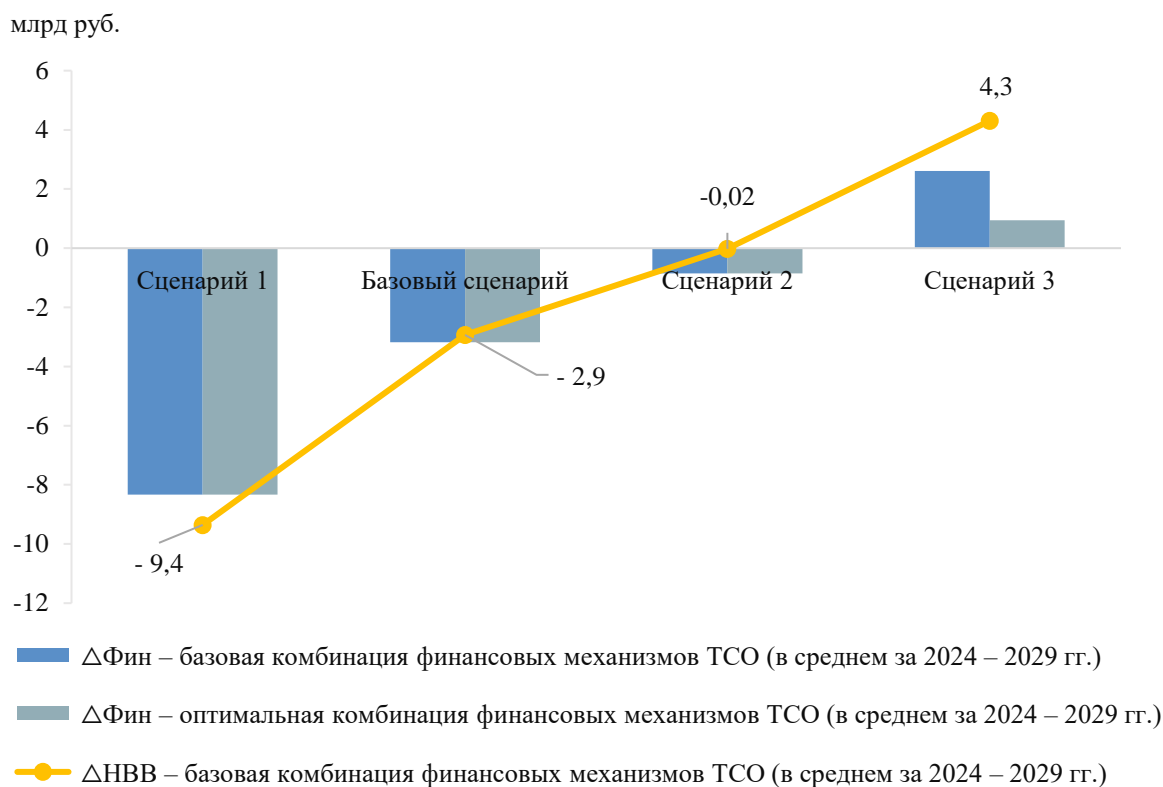


Рисунок 8 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Ростовской области

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период)

Наименование	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	80 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	8 %

Как видно из рисунка 8, в прогнозном периоде возможно снижение дефицита финансирования инвестиций за счет изменения финансовых механизмов в наиболее пессимистичном сценарии – при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2023 года (таблица 24).

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 2029 году в объеме 21977 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,29 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Ростовской области к 2029 году увеличится и составит 3385 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,13 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Ростовской области в период 2024–2029 годов прогнозируется в диапазоне 6219–6492 ч/год.

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Ростовской области в 2024–2029 годах составляют 540 МВт на ТЭС.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Ростовской области в период 2024–2029 годов предусматриваются в объеме 589 МВт, в том числе: на ТЭС – 489 МВт, на ВЭС – 100 МВт.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Ростовской области в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в период 2024–2029 годов планируется в объеме 2,5 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Ростовской области в 2029 году составит 7886,4 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 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 109,8 км, трансформаторной мощности 1460,3 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: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 30.11.2023).

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: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

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: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

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: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

5. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

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: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202301230025> (дата обращения: 30.11.2023).

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 2029 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	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	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	Модернизация в 2026 г.
		2	ПЛ-30/877/В-660		52,5	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	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	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	4,0	
Установленная мощность, всего		-	-		211,5	211,5	211,5	211,5	214,0	214,0	214,0	214,0			
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	1000,0	
		3	ВВЭР-1000		1000,0	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	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	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	264,0	
		3	К-270(300)-240-2		270,0	270,0	270,0	270,0	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	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	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	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	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	330,0	
		-	ПГУ-324										324,0	324,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
		-	ПГУ-170										165,0	165,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
Установленная мощность, всего		-	-		2258,0	2258,0	2258,0	2258,0	2258,0	2258,0	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	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	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	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	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Волгодонская ТЭЦ-2	ООО «Волгодонская тепловая генерация»	2	T-110/120-130-3	Газ, мазут									
		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									
		5, 3, 4	ПГУ		55,1	55,1	55,1	55,1	55,1	55,1	55,1	55,1	
		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									
		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									
		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	
		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	-									
		Установленная мощность, всего	-		-	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1
		Марченковская ВЭС	АО «ВетроОГК»										
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	
		33-40	L100-2,5		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	
		Установленная мощность, всего	-		-	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	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	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	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	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 «ВетроОГК-2»			-										
		-	ВЭУ (код ГТП GVIE1389)					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	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.	
		-	ВЭУ (код ГТП GVIE1449)					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			

Примечание – 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⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
1	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 16 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	2028	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	169,44	169,44
2	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	2×40	–	–	–	–	–	–	80	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	224,30	224,30

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
3	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	2025	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «АДВА»	213,43	213,43
4	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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Донэнерго»	240,56	240,56

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
5	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ Р17 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	240,56	240,56
6	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция Центральная ПС 110 кВ 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	208,37	208,37

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
7	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ АС11 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	213,43	213,43

Примечания

1¹⁾ Необходимый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, в котором на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации, обеспечение нормативного уровня балансовой надежности в зонах надежности или предусмотренных в государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации либо Министра энергетики Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России и на момент утверждения СиПР ЭЭС России не реализовано, то в качестве необходимого указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2²⁾ Планируемый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, определенный на основании проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, которые утверждаются 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, с учетом решений согласительных совещаний по проектам инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.