

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА ВОЛГОГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	7
1 Описание энергосистемы .....	8
1.1 Основные внешние электрические связи .....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии .....	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей .....	9
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период .....	10
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период .....	11
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде .....	13
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России .....	15
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	15
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций .....	15
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ .....	15
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже .....	21
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям .....	22
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	22
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше .....	22
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 .....	23

3	Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы .....	24
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности .....	24
3.2	Прогноз потребления электрической энергии .....	26
3.3	Прогноз потребления мощности.....	27
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	28
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы .....	31
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	31
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 Волгоградской области .....	31
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	33
4.4	Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям .....	35
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 .....	37
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	39
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	40
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети .....	42
7.1	Основные подходы.....	42
7.2	Исходные допущения.....	43
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	46
7.3	Результаты оценки тарифных последствий.....	47
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	48
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	51

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	52
ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации .....	54
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:

АО	–	аварийное отключение
АТ	–	автотрансформатор
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
ЛР	–	линейный разъединитель
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
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	филиал АО «СО ЕЭС» региональное диспетчерское управление
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
Средний единый (котловой) тариф	–	средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
СЭС	–	солнечная электростанция
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия

ТЭС	–	тепловая электростанция
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
$S_{\text{ддн}}$	–	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 Волгоградской области за период 2020–2024 годов. За отчетный принимается 2024 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Волгоградской области на каждый год перспективного периода (2026–2031 годов).

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

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Волгоградской области на период до 2031 года, в том числе рассмотрены:

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

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

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

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

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

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

## 1 Описание энергосистемы

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

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

- филиал ПАО «Россети» – Волго-Донское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Волгоградской области, Астраханской области;
- филиал ПАО «Россети Юг» – «Волгоградэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–220 кВ на территории Волгоградской области.

### 1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Волгоградской области связана с энергосистемами:

- Ростовской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 3 шт., ВЛ 110 кВ – 6 шт.;
- Астраханской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Астраханское РДУ): ВЛ 220 кВ – 4 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.;
- Воронежской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Воронежское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 6 шт.;
- Липецкой области (Филиал АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт.;
- Саратовской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Саратовское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 3 шт.;
- ЕЭС Республики Казахстан (НДЦ СО): ВЛ 110 кВ – 1 шт.

### 1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Волгоградской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
АО «Волжский трубный завод»	200,0
АО «Каустик»	165,0
филиал АО «РУСАЛ Урал» «РУСАЛ Волгоград»	144,0
ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»	107,0
ОАО «РЖД»	100,0

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 50 МВт	
ООО «Овощевод»	90,0
ОАО «Волжский Абразивный завод»	78,0
АО «Корпорация Красный Октябрь» (АО «ВМК «Красный Октябрь»)	70,0
Более 10 МВт	
АО «Транснефть-Приволга»	45,0
АО «Себряковцемент»	42,0
ООО «ЕвроХим-ВолгаКалий»	35,0
АО «Волжский Оргсинтез»	19,0
ОАО «Волжский азотно-кислородный завод»	16,0
Филиал ООО «Омсктехуглерод» в г. Волгоград	16,0
АО «ФНПЦ «Титан-Баррикады»	11,5

### 1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Волгоградской области на 01.01.2025 составила 4328,0 МВт, в том числе: ГЭС – 2756,0 МВт, ТЭС – 1363,8 МВт, ВЭС – 88,2 МВт, СЭС – 120,0 МВт.

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

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

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

Наименование	На 01.01.2024	Изменение мощности				На 01.01.2025
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	4327,0	12,0	11,0	–	–	4328,0
ГЭС	2756,0	–	–	–	–	2756,0
ТЭС	1362,8	12,0	11,0	–	–	1363,8
ВЭС	88,2	–	–	–	–	88,2
СЭС	120,0	–	–	–	–	120,0

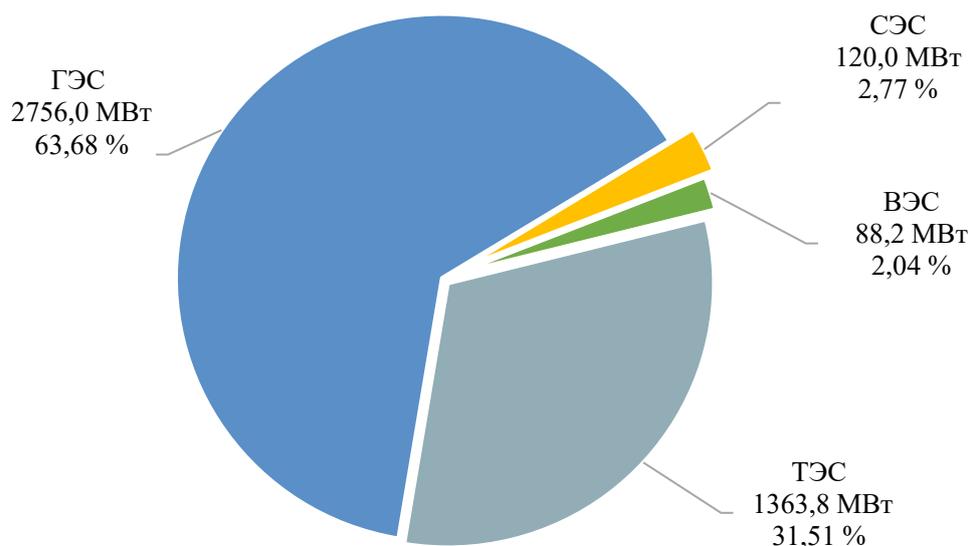


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Волгоградской области по состоянию на 01.01.2025

#### 1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Волгоградской области в 2024 году составило 17650,1 млн кВт·ч, в том числе: на ГЭС – 12626,9 млн кВт·ч, ТЭС – 4612,2 млн кВт·ч, ВЭС – 246,6 млн кВт·ч, СЭС – 164,4 млн кВт·ч.

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

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Волгоградской области за период 2020–2024 годов, млн кВт·ч

Наименование	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Производство электрической энергии	18463,1	15969,5	16978,9	16495,9	17650,1
ГЭС	14277,1	11412,6	11957,8	11481,2	12626,9
ТЭС	4131,9	4350,9	4603,2	4596,5	4612,2
ВЭС	–	77,1	268,3	263,8	246,6
СЭС	54,1	128,8	149,6	154,4	164,4

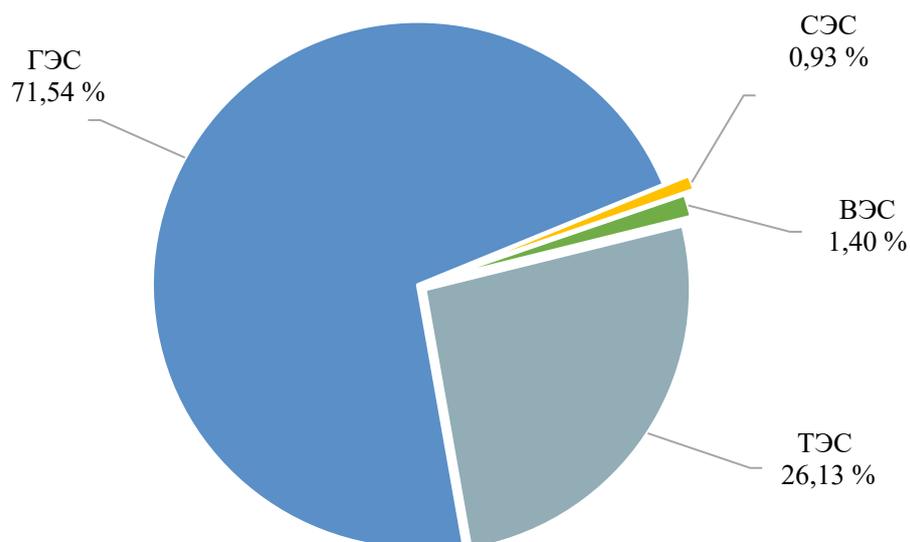


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Волгоградской области в 2024 году

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

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

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

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	16058	16560	16686	16784	17019
Годовой темп прироста, %	-1,02	3,13	0,76	0,59	1,40
Максимум потребления мощности, МВт	2569	2505	2597	2608	2665
Годовой темп прироста, %	0,35	-2,50	3,67	0,42	2,19
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6251	6611	6425	6435	6386
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	07.12 09:00	21.01 11:00	21.01 10:00	31.01 09:00	19.07 15:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-11,8	-18,0	-7,9	-9,9	29,4
Максимум потребления мощности (зима), МВт	2569	2505	2597	2608	2594
Максимум потребления мощности (лето), МВт	2121	2443	2313	2549	2665

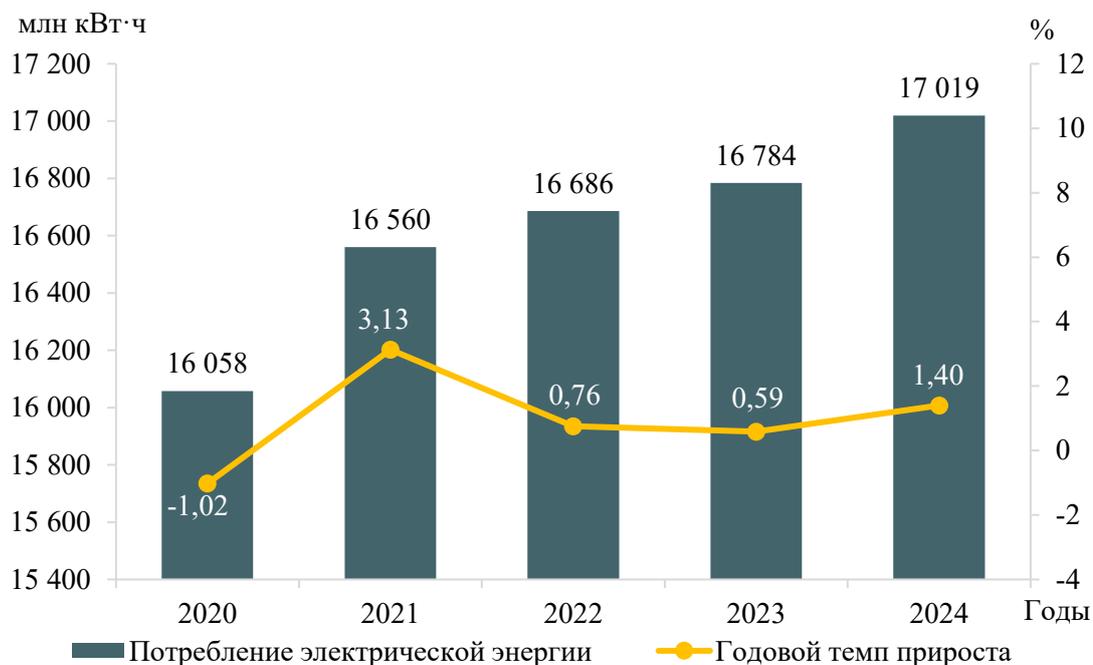


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии энергосистемы Волгоградской области и годовые темпы прироста

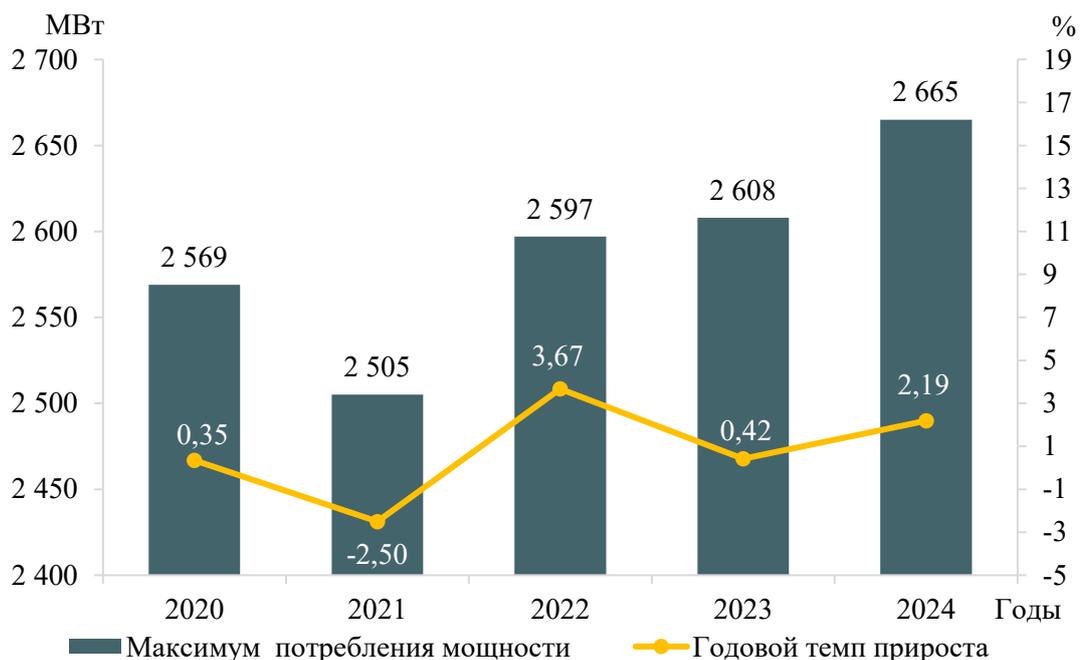


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности энергосистемы Волгоградской области и годовые темпы прироста

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии энергосистемы Волгоградской области увеличилось на 795 млн кВт·ч и составило в 2024 году 17019 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,96 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 3,13 % в 2021 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 1,02 %.

За период 2020–2024 годов максимум потребления мощности энергосистемы Волгоградской области вырос на 105 МВт и составил 2665 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,81 %. В течение практически всего рассматриваемого периода годовые максимумы фиксировались только в утренние часы. В 2024 году зафиксирован годовой максимум в дневные часы летнего периода.

Наибольший годовой темп прироста мощности составил 3,67 % в 2022 году; снижение – зафиксировано в 2021 году и составило 2,50 %.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Волгоградской области был зафиксирован в 1990 году в размере 3675 МВт.

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

- введением ограничений, направленных на недопущение распространения COVID-2019 в 2020 году и их послаблением в 2021 году;

- увеличением потребления предприятием химического производства АО «Каустик»;

- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта до 2023 года и снижением в 2024 году;

- ростом потребления в сфере услуг;

- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности.

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

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

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Слюсареве от ВЛ 110 кВ Мокрая Ольховка – Новомлиново	ПАО «Россети Юг»	2021	16,6 км
2	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Лазоревая от ВЛ 110 кВ Алюминиевая – Молзавод с отпайками (ВЛ № 2)	ПАО «Россети Юг»	2023	0,05 км
3	220 кВ	Строительство ЛЭП 220 кВ Трубная – Прокат I, II цепь ориентировочной протяженностью 10,737 км каждая	ПАО «Россети»	2024	10,737
4	220 кВ	Строительство ЛЭП 220 кВ Трубная – Сталь ориентировочной протяженностью 8,949 км	ПАО «Россети»	2024	8,949

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	220 кВ	Замена автотрансформатора на ПС 220 кВ Садовая	ПАО «Россети»	2020	1×125 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Слюсарово	ПАО «Россети Юг»	2021	2×62,9 МВА
3	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Лазоревая	ПАО «Россети Юг»	2023	1×6,3 МВА
4	220 кВ	Установка третьего трансформатора на ПС 220 кВ Канальная	ОАО «РЖД»	2023	1×40 МВА
5	220 кВ	Замена автотрансформатора на ПС 220 кВ Арчеда	ПАО «Россети»	2023	1×125 МВА
6	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ ВГТЗ-1	ПАО «Россети Юг»	2023	1×10 МВА
7	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Метионин-1	АО «Волжский Оргсинтез»	2023	1×16 МВА

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

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

На территории Волгоградской 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 организаций

#### 2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

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

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

Таблица 7 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2020	16.12.2020	-5,2
	17.06.2020	25,1
2021	15.12.2021	-0,5
	16.06.2021	24,1
2022	21.12.2022	-1,8
	15.06.2022	23,2
2023	20.12.2023	3,6
	21.06.2023	20,3
2024	18.12.2024	-0,9
	19.06.2024	25,1

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

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

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

#### 2.2.1.1 ПАО «Россети Юг»

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

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

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ Строительная	110/10	T1	110/10	16	6,01	5,73	4,09	6,67	7,42	4,45	5,41	3,62	4,60	6,39	0
			T2	110/10	15	3,56	3,58	5,00	3,09	3,60	3,52	2,63	3,32	3,19	4,75	
2	ПС 110 кВ Котлубань	110/10	T1	110/10	6,3	1,63	1,91	2,18	2,67	2,44	1,45	0,87	1,38	0,00	0,80	0
			T2	110/10	6,3	3,09	2,63	3,18	3,38	3,81	4,09	3,54	5,00	5,23	2,63	
3	ПС 110 кВ Панышино	110/10	T1	110/10	6,3	3,26	3,62	4,24	5,29	1,55	4,20	4,24	3,97	5,96	6,25	0
4	ПС 110 кВ Ахтуба	110/10	T1	110/35/6	16	7,75	9,85	7,09	7,63	8,28	8,26	6,10	7,81	9,20	11,03	0
			T2	110/6/6	25	5,29	5,00	5,37	5,15	5,34	3,89	4,05	4,69	4,43	4,80	

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

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Строительная	T-1	ТДН-16000/110/10	1990	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДНГ-15000/110/10	1967	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Котлубань	T-1	ТМН-6300-110-66У1	1973	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМН-6300-110-66У1	1979	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Панышино	T-1	ТМН-6300/110	1991	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Ахтуба	T-1	ТДТН-16000/110-76У1	1980	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТРДН-25000/110-76У1	1979	94	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

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

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Строительная	2024 / лето	11,14	ПС 110 кВ Строительная	ООО «Рострубосталь»	12.07.2024	34-1-24-00765849	2025	1,170	0	10	0,819	18,38	18,38	18,38	18,38	18,38	18,38
					ООО «Форте Пром Стил ГмбХ»	19.10.2023	34-1-23-00723379	2025	4,950	0	10	3,465						
					ООО «Волгоградский Полимерный завод»	24.09.2024	34-1-24-00778037	2025	3,400	0	10	2,380						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,570	0	–	0,057						
2	ПС 110 кВ Котлубань	2022 / лето	6,38	ПС 110 кВ Котлубань	ООО «ДАВС-АГРО»	07.11.2023	34-1-23-00727617	2025	0,800	–	10	0,080	6,85	6,85	6,85	6,85	6,85	6,85
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,492	–	–	0,364						
3	ПС 110 кВ Панышино	2024 / лето	6,25	ПС 110 кВ Панышино	ООО «Волгоградский бройлер»	23.10.2015	34-2-15-00230951	2025	2,780	–	10	1,390	7,80	7,80	7,80	7,80	7,80	7,80
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,501	–	–	0,053						
4	ПС 110 кВ Ахтуба	2024 / лето	15,83	ПС 110 кВ Ахтуба	Государственное автономное Учреждение Волгоградской Области «Авиационно-Спортивный клуб имени Героя Советского Союза А.М. Числова»	26.09.2022	34-1-22-00661671	2025	1,362	–	6	0,272	16,71	16,71	16,71	16,71	16,71	16,71
					ООО «Парк Экстрим»	27.11.2023	34-1-23-00729323	2025	0,850	–	6	0,170						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,770	–	–	0,382						

### ПС 110 кВ Строительная.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 11,14 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2, нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 72,97 % от  $S_{\text{ддн}}$ . В ПАР отключения трансформатора Т-1, нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 77,84 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{\text{НВ}} + 25,1$  °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,954.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 10,09 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 7,241 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 11,14 + 7,241 + 0 - 0 = 18,381 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Строительная, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 20,41 % (28,44 %) от  $S_{\text{ддн}}$ .

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Строительная ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае превышения  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов на ПС 110 кВ Строительная расчетный объем ГАО составит 3,116 МВА (4,070 МВА).

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется обеспечить мощность трансформаторов не менее 18,381 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 мощностью 16 МВА и Т-2 мощностью 15 МВА на новые трансформаторы мощностью 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

ПС 110 кВ Котлубань.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2022 года и составила 6,38 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1), нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 4,27 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{\text{НВ}} + 23,2 \text{ } ^\circ\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,971.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,443 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,472 МВА).

Суммарная мощность по актам на технологическое присоединение, оформленным после 18.12.2024, составляет 0,001 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,0001 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 6,38 + 0,472 + 0 - 0 = 6,852 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Котлубань, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 11,99 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Котлубань ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае превышения  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов на ПС 110 кВ Котлубань расчетный объем ГАО составит 0,734 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется обеспечить мощность трансформаторов не менее 6,852 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 6,3 МВА на трансформаторы мощностью 2×10 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

#### ПС 110 кВ Паньшино.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 6,25 МВА. В нормальной схеме сети нагрузка трансформатора Т1 составит 3,98 %, что превышает  $S_{\text{ддн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{\text{НВ}} + 25,1^{\circ}\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,954.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,311 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,55 МВА).

Суммарная мощность по актам на технологическое присоединение, оформленным после 18.12.2024, составляет 0,030 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,003 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 6,25 + 1,554 + 0,003 + 0 - 0 = 7,803 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Паньшино составляет 29,83 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Паньшино ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае превышения  $S_{\text{ддн}}$  трансформатора на ПС 110 кВ Паньшино расчетный объем ГАО составит 1,793 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется обеспечить мощность трансформаторов не менее 7,803 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

#### ПС 110 кВ Ахтуба.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 15,83 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1, нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 42,01 % от  $S_{\text{ддн}}$  с учетом погашения нагрузки по стороне 35 кВ Т-1 ПС 110 кВ Ахтуба в объеме 5,81 МВА. В

ПАР отключения трансформатора Т-2, нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 3,71 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{\text{НВ}} + 25,1$  °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,954.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,027 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,88 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 15,83 + 0,88 + 0 - 0 = 16,71 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Ахтуба, оставшегося в работе после отключения Т-2, и составляет 10,13 % от  $S_{\text{ддн}}$ . Загрузка существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Ахтуба, оставшегося в работе после отключения Т-1, составляет 46,12 %, что не превышает  $S_{\text{ддн}}$ .

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ахтуба ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае превышения  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов на ПС 110 кВ Ахтуба расчетный объем ГАО составит 1,546 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется обеспечить мощность трансформатора не менее 16,71 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

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

Предложения от сетевых организаций на территории Волгоградской 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 Волгоградской области, отсутствуют.

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

### 2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Волгоградской области приведен в таблице 11.

Таблица 11 – Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Волгоградской области

№ п/п	Наименование	Параметры	Год реализации	Ответственная организация
1	Реконструкция ПС 220 кВ Аллюминиевая с заменой автотрансформаторов АТ-5 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА и АТ-6 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА каждый, заменой пяти однофазных трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью 66,6 МВА каждый и четырех трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью 60 МВА каждый на три трансформатора 220/10/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	2×250 МВА 3×200 МВА	2027	ПАО «Россети»

### Мероприятия по повышению надежности электроснабжения потребителей Палласовского энергорайона Волгоградской области.

В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556, в целях повышения надежности электроснабжения Палласовского энергорайона Волгоградской области планируется строительство участка (перемычки) ВЛ 110 кВ ориентировочной протяженностью 50 км, проходящего по территории Российской Федерации и соединяющего участок существующей ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Кайсацкая до ПС 110 кВ Джаныбек с участком существующей ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Джаныбек до ПС 110 кВ Эльтон, с установкой коммутационного аппарата (ЛР) на ВЛ 110 кВ Кайсацкая – Джаныбек с отпайками (в сторону границы с Республикой Казахстан) и с переподключением отпайки на ПС 110 кВ Светлана на новую ВЛ 110 кВ с образованием новой межгосударственной ВЛ 110 кВ Кайсацкая – Приозерная с отпайками.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

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

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

### **3 Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы**

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

В таблице 12 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Волгоградской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 12 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Волгоградской 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	Металлургический завод	ООО «РНК»	34,7	322,9	220	2025 2026	ПС 500 кВ Трубная
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
2	ПС 110 кВ Тяговая М. Горького	ОАО «РЖД»	0,0	24,949	110	2027	ПС 220 кВ Гумрак
3	Жилые комплексы	АО «БВ «СЗ»	0,0	10,1	6	2025 с поэтапным набором мощности до 2028	ПС 110 кВ Советская

### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Волгоградской области на период 2026–2031 годов представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Волгоградской области

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	16715	17142	17703	18692	19286	19323	19358
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	427	561	989	594	37	35
Годовой темп прироста, %	–	2,55	3,27	5,59	3,18	0,19	0,18

Потребление электрической энергии по энергосистеме Волгоградской области прогнозируется на уровне 19358 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,86 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2028 году и составит 989 млн кВт·ч, что соответствует годовому темпу прироста 5,59 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2031 году и составит 35 млн кВт·ч или 0,18 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Волгоградской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 12.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Волгоградской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.



Рисунок 5 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Волгоградской области и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии в энергосистеме Волгоградской области обусловлена следующими основными факторами:

- реализацией проекта строительства нового металлургического завода ООО «РНК»;
- увеличением объемов жилищного строительства и потребления населения;
- ростом потребления объектами железнодорожного транспорта.

### 3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Волгоградской области на период 2026–2031 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Волгоградской области

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности, МВт	2703	2740	2851	2997	3006	3010	3015
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	37	111	146	9	4	5
Годовой темп прироста, %	–	1,37	4,05	5,12	0,30	0,13	0,17
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6184	6256	6209	6237	6416	6420	6421

Максимум потребления мощности энергосистемы Волгоградской области к 2031 году прогнозируется на уровне 3015 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,78 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2028 году и составит 146 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 5,12 %. Прирост обусловлен вводом крупных промышленных объектов. Наименьший годовой прирост ожидается в 2030 году и составит 4 МВт или 0,13 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период останется достаточно плотным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума к 2031 году прогнозируется на уровне 6421 ч/год. Разуплотнение режима в начале прогнозного периода связано с вводом в эксплуатацию предприятий в течении календарного года.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Волгоградской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 6.

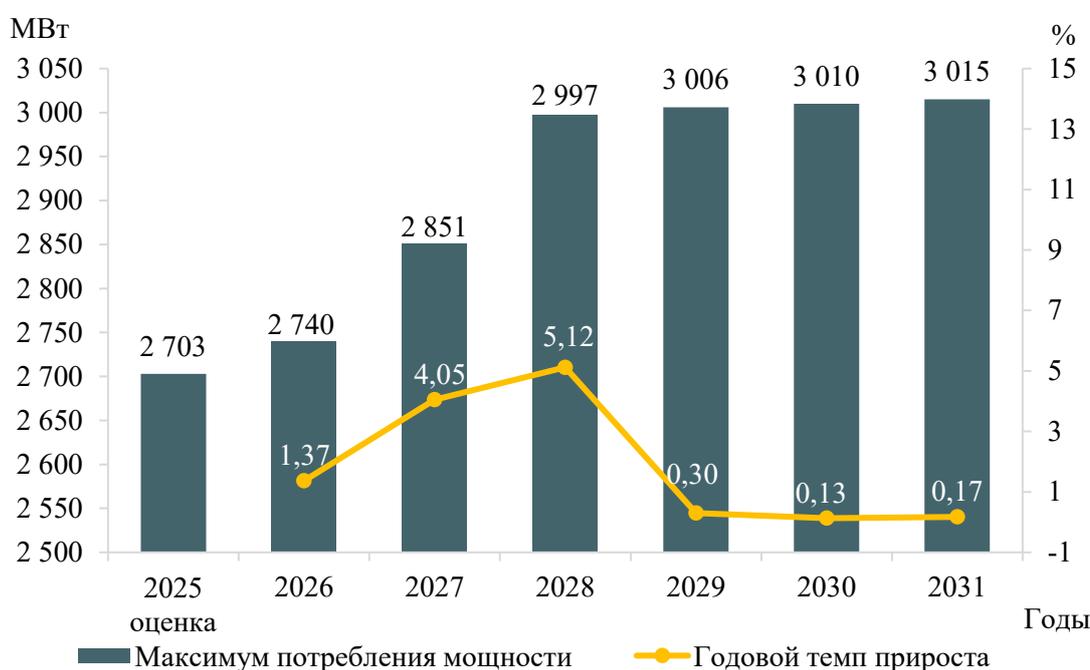


Рисунок 6 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Волгоградской области и годовые темпы прироста

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Волгоградской области в 2025 году ожидаются в объеме 18,8 МВт.

В период 2026–2031 годов вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Волгоградской области предусматриваются в объеме 531,3 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Волгоградской области в 2025 году и в период 2026–2031 годов представлены в таблице 15.

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

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2026– 2031 гг.
Всего	18,8	–	–	–	531,3	–	–	531,3
ВЭС	18,8	–	–	–	531,3	–	–	531,3

Развитие возобновляемых источников энергии в период 2026–2031 годов предусматривает строительство ВЭС в объеме 531,3 МВт.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Волгоградской области в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в период 2026–2031 годов планируется в объеме 20,5 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Волгоградской области в 2031 году составит 4898,5 МВт. К 2031 году в структуре генерирующих мощностей энергосистемы Волгоградской области по сравнению с отчетным годом доля ТЭС снизится с 31,51 % до 28,05 %, доля ГЭС снизится с 63,68 % до 56,47 %, доля СЭС снизится с 2,77 % до 2,45 %. Доля ВЭС возрастет с 2,04 % до 13,03 %.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Волгоградской области представлена в таблице 16. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Волгоградской области представлена на рисунке 7.

Таблица 16 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Волгоградской области, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Всего	4346,7	4357,2	4367,2	4367,2	4898,5	4898,5	4898,5
ГЭС	2756	2766,5	2766,5	2766,5	2766,5	2766,5	2766,5
ТЭС	1363,8	1363,8	1373,8	1373,8	1373,8	1373,8	1373,8
ВЭС	107	107	107	107	638,2	638,2	638,2
СЭС	120	120	120	120	120	120	120

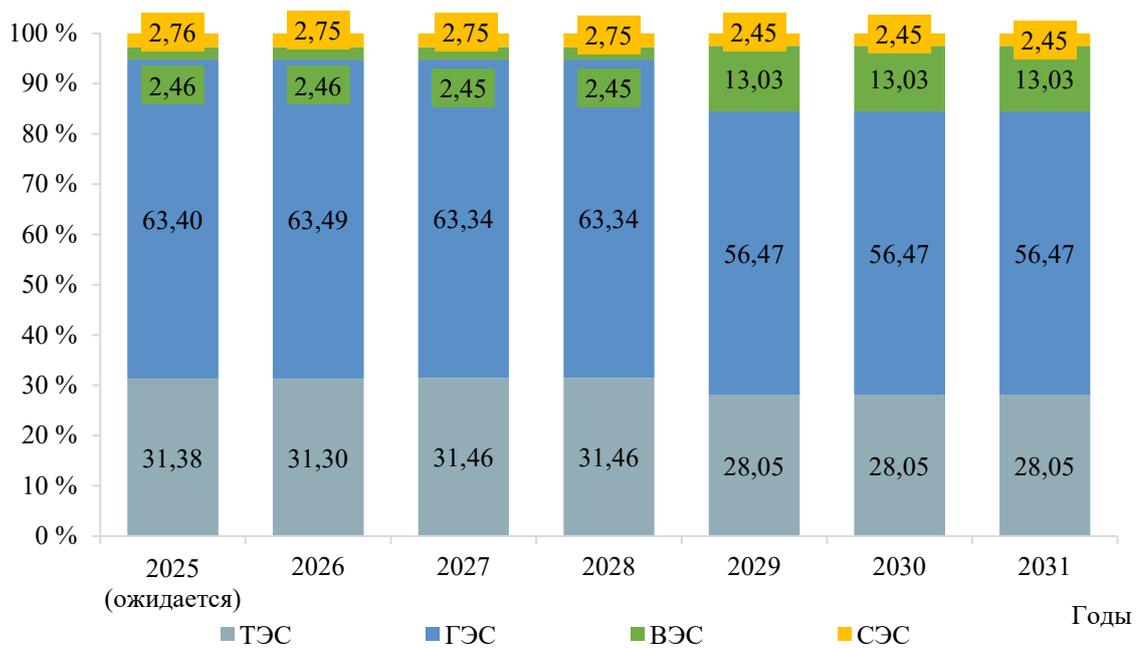


Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Волгоградской области

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

#### **4 Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы**

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

Мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, на территории Волгоградской 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 Волгоградской 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 Волгоградской 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 Волгоградской области

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год							Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
1	Реконструкция ПС 110 кВ Тяговая М.Горького с установкой дополнительного трансформатора 110/27,5/11 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	13,8	24.494

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации							Основание	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031		2025–2031
1	Строительство ВЛ 500 кВ Астрахань – Трубная ориентировочной протяженностью 420 км <sup>1)</sup>	ПАО «Россети»	500	км	–	–	420	–	–	–	–	420	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Реконструкция ПС 220 кВ Алюминиевая с заменой автотрансформаторов АТ-5 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА и АТ-6 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА каждый, заменой пяти однофазных трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью 66,6 МВА каждый и четырех трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью 60 МВА каждый на три трансформатора 220/10/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	2×250	–	–	–	–	500	Реновация основных фондов
		ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	3×200	–	–	–	–	600	
3	Реконструкция межгосударственной ВЛ 110 кВ Кайсацкая – Джаныбек с отпайками путем строительства участка ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Кайсацкая до ПС 110 кВ Приозерная ориентировочной протяженностью 50 км с переподключением отпайки на ПС 110 кВ Светлана на новую ВЛ 110 кВ	ПАО «Россети»	110	км	50	–	–	–	–	–	–	50	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556

Примечание – <sup>1)</sup> Необходимость реализации мероприятия определена с учетом повышенной аварийности генерирующего оборудования.

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

Сводный перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации							Основание	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031		2025–2031
1	Реконструкция ПС 110 кВ Строительная с заменой трансформаторов Т1 110/10 кВ мощностью 16 МВА и Т2 110/10 кВ мощностью 15 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
2	Реконструкция ПС 110 кВ Котлубань с заменой трансформаторов Т1 110/10 кВ и Т2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	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 Панышино с заменой трансформатора Т1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
4	Реконструкция ПС 110 кВ Ахтуба с заменой трансформатора Т1 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

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

В таблице 20 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 20 – Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Предварительный год реализации мероприятия(й) по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии								Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
				2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031			
1	Сооружение РУ 220 кВ Васильевской ВЭС с установкой двух трансформаторов 220/35/35 кВ мощностью 160 МВА каждый	220	МВА	–	–	–	–	2×160	–	–	320	Васильевская ВЭС	ПАО «Форвард Энерго»	150
2	Сооружение заходов ВЛ 220 кВ Волга – Заливская в РУ 220 кВ Васильевской ВЭС ориентировочной протяженностью 30,45 км каждый	220	км	–	–	–	–	2×30,45	–	–	60,9		ООО «Двенадцатый Ветропарк ФРВ»	68,8
3	Сооружение РУ 110 кВ Лыжинской ВЭС с установкой двух трансформаторов 110/35/35 кВ мощностью 160 МВА каждый	110	МВА	–	–	–	–	2×160	–	–	320	Лыжинская ВЭС	ПАО «Форвард Энерго»	131,3
4	Сооружение ВЛ 110 кВ Лыжинская ВЭС – Арчеда I цепь и ВЛ 110 кВ Лыжинская ВЭС – Арчеда II цепь ориентировочной протяженностью 31,5 км каждая	110	км	–	–	–	–	2×31,5	–	–	63		ООО «Двенадцатый Ветропарк ФРВ»	93,8
												ООО «Шестнадцатый Ветропарк ФРВ»	43,8	

## **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 Волгоградской 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:

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

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

3) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [5]).

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

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

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

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

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

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Волгоградской области по годам представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Волгоградской области (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2025–2031 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	198,85	3819,62	4089,51	1547,22	1058,99	1101,35	1145,40	12960,94

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

На текущий 2025 год на территории Волгоградской области осуществляют свою деятельность 7 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Юг» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 70 % в суммарной НВВ сетевых организаций Волгоградской области) и АО «Волгоградоблэлектро» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 20 % в суммарной НВВ сетевых организаций Волгоградской 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 Волгоградской 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 «Россети»;

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

## 7.2 Исходные допущения

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

- утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;
- бухгалтерской (финансовой) отчетностью;
- формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [8].

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов<sup>1</sup>, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

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

---

<sup>1</sup> Приказы Комитета тарифного регулирования Волгоградской области от 27.12.2023 № 53/8 и от 10.12.2024 № 47/7.

включаемых в амортизационные группы<sup>2</sup>, для объектов электросетевого хозяйства – 25 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

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

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

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

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

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

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/ЕБИТДА не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	30 %	0 % – 30 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	11 %	10 %

<sup>2</sup> Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	6 лет	6 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2025 год приказом Комитета тарифного регулирования Волгоградской области от 10.12.2024 № 47/11 «О внесении изменений в приказ Комитета тарифного регулирования Волгоградской области от 28.11.2022 г. № 45/15 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2023–2027 годы» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в Волгоградской области, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации<sup>3</sup>.

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

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

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2025 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Волгоградской 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).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Волгоградской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Волгоградской области, принятого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2025 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска

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

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 23.

Таблица 23 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	11 %	8 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	6 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	2,0 %	2,0 %	1,9 %	0,6 %	0,2 %	0,2 %

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

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

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

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

За горизонтом периода, на который утверждены инвестиционные программы основных ТСО, принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере последнего года утвержденной инвестиционной программы (проекта

инвестиционной программы, при наличии предложений ТСО на последующие годы).

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Волгоградской области представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Волгоградской области (в млн руб. без НДС)

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	1544	1748	1799	1572	1572	1572
объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	248	259	270	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	1478	1718	2505	2139	2139	2139

### 7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Волгоградской 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 25 и на рисунке 8.

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 25 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Волгоградской 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	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
ПВВ	млрд руб.	25,6	28,3	30,5	32,0	33,5	35,0
НВВ	млрд руб.	27,3	28,9	29,9	30,8	31,7	34,3
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	1,7	0,6	-0,7	-1,2	-1,8	-0,7
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,18	3,45	3,65	3,81	3,97	4,14

Наименование	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Среднегодовой темп роста	%	–	109	106	104	104	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,39	3,52	3,57	3,66	3,76	4,06
Среднегодовой темп роста	%	–	104	101	103	103	108
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,21	0,07	-0,08	-0,14	-0,21	-0,08



Рисунок 8 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Волгоградской 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 25, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО Волгоградской 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 Волгоградской 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 единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

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

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

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

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

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения (сценарий 1) темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии, а также выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде при снижении (сценарий 2) и при отсутствии (фиксации на уровне 2025 года) роста (сценарий 3) среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период 2026–2031 годов составляет 8,0–30,3 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 9.

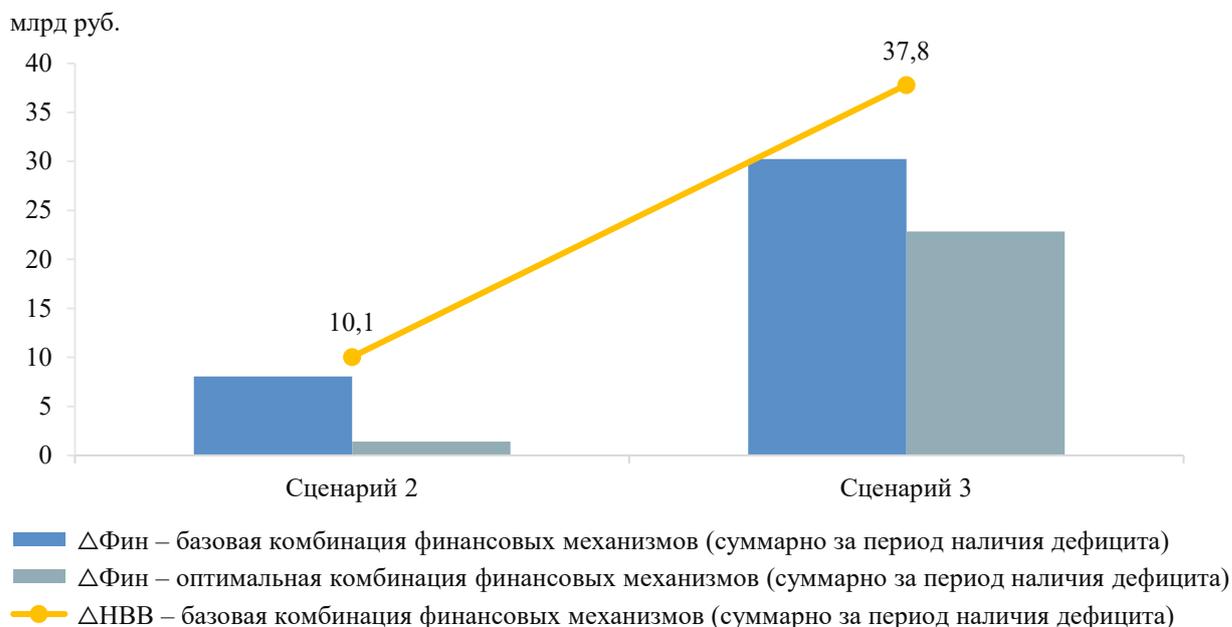


Рисунок 9 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Волгоградской области

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (за период 2026–2031 годов)

Наименование	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	45 %	45 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	48 %	55 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %

Как видно из рисунка 9, в прогнозном периоде возможно снижение дефицита финансирования инвестиций во всех рассматриваемых сценариях (таблица 26), включая наиболее пессимистичный сценарий 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2025 года) при значительных объемах привлеченных средств (включая бюджетное финансирование) в прогнозных капитальных вложениях.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Волгоградской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Волгоградской 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 Волгоградской области оценивается в 2031 году в объеме 19358 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,86 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Волгоградской области к 2031 году увеличится и составит 3015 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,78 %.

Относительно высокие темпы прироста потребления электрической энергии и мощности в энергосистеме Волгоградской области прогнозируются в 2028 году, что обусловлено вводом крупных промышленных объектов.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Волгоградской области в период 2026–2031 годов прогнозируется в диапазоне 6209–6421 ч/год.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Волгоградской области в 2031 году составит 4898,5 МВт.

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

Всего за период 2025–2031 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 543,9 км, трансформаторной мощности 921,1 МВА.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_436520/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/) (дата обращения: 29.08.2025).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 г., регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_321351/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/) (дата обращения: 29.08.2025).

3. Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям». – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_51030/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_51030/) (дата обращения: 29.08.2025).

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

установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229», зарегистрирован М-вом юстиции 27 апреля 2021 г. № 63248. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_383101/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_383101/) (дата обращения: 29.08.2025).

5. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_471328/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/) (дата обращения: 29.08.2025).

6. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 г. № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_438028/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/) (дата обращения: 29.08.2025).

7. Российская Федерация. Правительство. Постановления. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике : Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_125116/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/) (дата обращения: 29.08.2025).

8. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 20 декабря 2022 г. № 1340 : зарегистрирован М-вом юстиции 16 марта 2023 г., регистрационный № 72599. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_442245/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_442245/) (дата обращения: 29.08.2025).

9. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 г. № 24. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_46197/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/) (дата обращения: 29.08.2025).

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**

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

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

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования <sup>1)</sup>	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание	
														Установленная мощность, МВт
Энергосистема Волгоградской области														
Волжская ГЭС	ПАО «РусГидро»													
		1	ПЛ 30/877-В-930	-	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5		
		2	ПЛ 30/877-В-930		125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	
		3	ПЛ-30/877-В-930		125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	
		4	ПЛ-30/587-В-930		120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	
		5	ПЛ 30/877-В-930		125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	
		6	ПЛ 30/877-В-930		125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	
		7	ПЛ 587-ВБ-930 (ПЛ 30/877-В-930)		115,0	115,0	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	Модернизация в 2026 г.
		8	ПЛ 30/877-В-930		125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	
		9	ПЛ-30/587-В-930		120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	
		10	ПЛ 30/877-В-930		125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	
		11	ПЛ 30/877-В-930		125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	
		12	ПЛ 30/877-В-930		125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	
		13	ПЛ 30/877-В-930		125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	
		14	ПЛ 30/877-В-930		125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	
		15	ПЛ 30/877-В-930		125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	
		16	ПЛ-30/587-В-930		120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	
		17	ПЛ 30/877-В-930		125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	
		18	ПЛ 30/877-В-930		125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	
		19	ПЛ-30/587-В-930		120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	
		20	ПЛ 30/877-В-930		125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	
		21	ПЛ 30/877-В-930		125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	
		22	ПЛ-30/587-В-930		120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	
		23	ПЛ-587-ВБ-330		11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	
Установленная мощность, всего		-	-		2734,0	2734,0	2744,5	2744,5	2744,5	2744,5	2744,5	2744,5		
Межшлюзовая ГЭС	Волгоградский РГСиС – филиал Волго-Донского ГБУВПиС													
		1	ПЛ-587ВБ-330	-	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0		
		2	ПЛ-587ВБ-330		11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	
Установленная мощность, всего		-	-		22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0		
Волжская ТЭЦ	ООО «Тепловая генерация г. Волжского»													
		1	ПТ-61-115/13	Газ, мазут	61,0	61,0	61,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	Модернизация в 2027 г.	
		2	ПТ-65-115/13		61,0	61,0	61,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	Модернизация в 2027 г.	
		5	Т-48-115		48,0	48,0	48,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	Модернизация в 2027 г.	
		6	Т-97-115		97,0	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0		
		7	Т-97-115		97,0	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0		
		8	ПТ-133-115/15		133,0	133,0	133,0	133,0	133,0	133,0	133,0	133,0	133,0	
Установленная мощность, всего		-	-		497,0	497,0	497,0	507,0	507,0	507,0	507,0	507,0		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования <sup>1)</sup>	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание	
														Установленная мощность, МВт
Волгоградская ТЭЦ-2	ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»	7	ПТ-60-130/13	Газ, мазут	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
		8	P-50-130/13		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0		
		9	ПТ-65/75-130/13		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0		
		10	P-50-130/13		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0		
		Установленная мощность, всего	–		–	–	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0
Камышинская ТЭЦ	ООО «Камышинская ТЭЦ»	4	ПР-25-90/10/0,9	Газ, мазут	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0		
		5	ПР-25-90/10/0,9		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0		
		Установленная мощность, всего	–		–	–	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
Волгоградская ТЭЦ-3	Филиал АО «Каустик» – «Волгоградская ТЭЦ-3»	1	ПТ-130/160-115/15	Газ, мазут	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0		
		2	ПТ-106/136-115/21		106,0	106,0	106,0	106,0	106,0	106,0	106,0	106,0		
		Установленная мощность, всего	–		–	–	236,0	236,0	236,0	236,0	236,0	236,0	236,0	236,0
Волжская ТЭЦ-2	ООО «Тепловая генерация г. Волжского»	1	ПТ-100/114-130/13	Газ, мазут	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0		
		2	ПТ-140/165-130/15		140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0		
		Установленная мощность, всего	–		–	–	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0
ТЭЦ Михайловских тепловых сетей	АО «Михайловская ТЭЦ»	1	ПР-6-35/0,5/0,1	Газ	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		3	АР-6-35/0,5/0,2		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		Установленная мощность, всего	–		–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
ГПЭС ТПП «Волгограднефтегаз»	АО «РИТЭК» ТПП «Волгограднефтегаз»	1	G3520C	Попутный отбензиненный газ	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8		
		2	G3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0		
		3	G3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0		
		4	G3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		5	G3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
Установленная мощность, всего	–	–	–	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8			
ТЭС Жирновской компрессорной станции	ООО «Газпром трансгаз Волгоград»	1	Звезда-ГП-1300ВК	Газ	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		2	Звезда-ГП-1300ВК		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		3	Звезда-ГП-1300ВК		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
		Установленная мощность, всего	–		–	–	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
ТЭЦ Волжский оргсинтез	АО «Волжский Оргсинтез»	1	P-6-3,4/1-1	Газ, дизельное топливо	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		2	P-2,5-3,4/0,3-1		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5		
		Установленная мощность, всего	–		–	–	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования <sup>1)</sup>	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание	
														Установленная мощность, МВт
ГПЭС Овощевод	ООО «Овощевод»			Газ										
		1	JMS 624 GS-N.L		4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4		
		2	JMS 624 GS-N.L		4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4		
Установленная мощность, всего		–	–	–	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8		
ГПЭС Ботаника	ООО «Овощевод»			Газ										
		1	JMS620 GS-N.L		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		2	JMS620 GS-N.L		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		3	JMS620 GS-N.L		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
		4	JMS620 GS-N.L		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
		5	JMS620 GS-N.L		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
		6	JMS620 GS-N.L		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
		7	JMS620 GS-N.L		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
		8	JMS620 GS-N.L		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0		
Волгоградская СЭС (диспетчерское наименование Красноармейская СЭС)	ООО «ЛУКОЙЛ- Экоэнерго»			–										
		1	ФЭСМ		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0		
ГПЭС Химволокно	АО «ТЕКСКОР»			Газ										
		1	JMS 612 GS-N.LC		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		2	JMS 612 GS-N.LC		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		3	JMS 624 GS-N.LC		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1		
ТЭС Каргилл	ООО «Каргилл Новоаннинский»			Лузга подсолнечни- ка										
		1	ПТУ		7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	
Установленная мощность, всего		–	–	–	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1		
Котовская ВЭС	ООО «Восьмой Ветропарк ФРВ»			–										
		1–9	Vestas V126-4,2		37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	
		10–21	Vestas V126-4,2		50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	
Установленная мощность, всего		–	–	–	88,2	88,2	88,2	88,2	88,2	88,2	88,2	88,2		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования <sup>1)</sup>	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
Васильевская ВЭС													
	ПАО «Форвард Энерго»	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3257) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3258) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3259) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3260)	–						150,0	150,0	150,0	Ввод в эксплуатацию в 2029 г.
	ООО «Двенадцатый Ветропарк ФРВ»	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2705) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2714)	–						68,8	68,8	68,8	Ввод в эксплуатацию в 2029 г.
	ООО «Шестнадцатый Ветропарк ФРВ»	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2706)	–						43,8	43,8	43,8	Ввод в эксплуатацию в 2029 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–						262,5	262,5	262,5	
ТЭС Волгоградского алюминиевого завода	АО «РУСАЛ Волгоград»			Газ									
		1	ПТУ (SSN-100)		8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	
Установленная мощность, всего		–	–	–	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	
ТЭЦ Волгоградского ф-ла Омсктехуглерод	ООО «Омсктехуглерод»			Газ									
		1	ТГ2,5/6,3-K1,5		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
Новоалексеевская ВЭС	ООО «Восьмой Ветропарк ФРВ»												
		1–4	ВЭУ V126-4.2 (код ГТП GVIE0651)	–		18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–		18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	
СЭС Медведица	ООО «Санлайт Энерджи»												
		1	ФЭСМ	–	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
Лучистая СЭС	ООО «Санлайт Энерджи»												
		1	ФЭСМ	–	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
СЭС Астрион	ООО «Санлайт Энерджи»												
		1	ФЭСМ	–	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Волгоградская СЭС-1 (диспетчерское наименование Светлая СЭС)	ООО «Санлайт Энерджи»												
		1	ФЭСМ	–	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования <sup>1)</sup>	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
Нефтезаводская СЭС	ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»												
		1	ФЭСМ		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
Установленная мощность, всего		–	–		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
Карбоновая ТЭЦ	ООО «Омсктехуглерод»												
		1	ТГ6,0/6,3П2,2/0,7	Газ	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	ТГ6,0/6,3П2,2/0,7		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	ТГ6,0/6,3П2,2/0,7		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
Лыжинская ВЭС													
	ПАО «Форвард Энерго»	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3256) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3261) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3262)							131,3	131,3	131,3	Ввод в эксплуатацию в 2029 г.
	ООО «Двенадцатый Ветропарк ФРВ»	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2704) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2709)							93,8	93,8	93,8	Ввод в эксплуатацию в 2029 г.
	ООО «Шестнадцатый Ветропарк ФРВ»	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2703)							43,8	43,8	43,8	Ввод в эксплуатацию в 2029 г.
Установленная мощность, всего		–	–							268,8	268,8	268,8	

Примечание – <sup>1)</sup> В соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации 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 Российской Федерации 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 Волгоградской области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
1	Астраханской области, Волгоградской области	Астраханская область, Волгоградская область	Строительство ВЛ 500 кВ Астрахань – Трубная ориентировочной протяженностью 420 км <sup>3)</sup>	ПАО «Россети»	500	км	–	–	420	–	–	–	–	420	– <sup>4)</sup>	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	53638,37	53638,37
2	Волгоградской области	Волгоградская область	Реконструкция ПС 220 кВ Алуминиевая с заменой автотрансформаторов АТ-5 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА и АТ-6 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА каждый, заменой пяти однофазных трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью 66,6 МВА каждый и четырех трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью 60 МВА каждый на три трансформатора 220/10/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	2×250	–	–	–	–	500	2027 <sup>4)</sup>	Реновация основных фондов	9337,35	4787,14
			ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	3×200	–	–	–	–	600					
3	Волгоградской области	Волгоградская область	Реконструкция межгосударственной ВЛ 110 кВ Кайсацкая – Джаныбек с отпайками путем строительства участка ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Кайсацкая до ПС 110 кВ Приозерная ориентировочной протяженностью 50 км с переподключением отпайки на ПС 110 кВ Светлана на новую ВЛ 110 кВ	ПАО «Россети»	110	км	50	–	–	–	–	–	–	50	2027 <sup>4)</sup>	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	1033,16	1006,84

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
4	Волгоградской области	Волгоградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Строительная с заменой трансформаторов Т1 110/10 кВ мощностью 16 МВА и Т2 110/10 кВ мощностью 15 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	388,45	388,45
5	Волгоградской области	Волгоградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Котлубань с заменой трансформаторов Т1 110/10 кВ и Т2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	–	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	238,97	238,97
6	Волгоградской области	Волгоградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Паньшино с заменой трансформатора Т1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	119,48	119,48

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
7	Волгоградской области	Волгоградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Ахтуба с заменой трансформатора Т1 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	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	184,64	184,64

#### Примечания

1<sup>1)</sup> Необходимый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки проекта схемы и программы развития электроэнергетических систем России (СиПР ЭЭС России), начиная с которого на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети выявлена необходимость выполнения мероприятия (постановки под напряжение объектов электросетевого хозяйства либо ввода в работу вторичного оборудования, предусмотренных мероприятием), направленного на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), обеспечение надежного и эффективного функционирования электроэнергетической системы, повышение надежности электроснабжения потребителей электрической энергии, исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации. Если такая необходимость выполнения мероприятия была определена в период, предшествующий году разработки СиПР ЭЭС России, но мероприятие не было выполнено, то в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России. В отношении мероприятий, необходимый год реализации которых был предусмотрен в году разработки СиПР ЭЭС России в соответствии с утвержденными Минэнерго России СиПР ЭЭС России предшествующего среднесрочного периода, в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2<sup>2)</sup> Планируемый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки СиПР ЭЭС России, в котором планируется осуществить комплексное опробование линий электропередачи и (или) основного электротехнического оборудования подстанций с подписанием соответствующего акта комплексного опробования оборудования, определенный в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, а также в решениях, принятых в году разработки СиПР ЭЭС России в рамках согласительных совещаний процедуры рассмотрения и утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, в соответствии с Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации, Министра энергетики Российской Федерации.

3<sup>3)</sup> Необходимость реализации мероприятия определена с учетом повышенной аварийности генерирующего оборудования.

4<sup>4)</sup> Планируемый год реализации может быть уточнен по результатам процедуры утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России.