

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА АСТРАХАНСКОЙ 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	8
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период	9
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	10
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	12
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	14
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	14
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций.....	14
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	14
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	24
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	24
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	24
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	24
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям.....	25

2.4	Описание энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности.....	25
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы	27
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	27
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	29
3.3	Прогноз потребления мощности.....	30
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	31
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы	34
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	34
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 Астраханской области.....	34
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	36
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	38
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	40
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	43
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	44
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	46
7.1	Основные подходы.....	46
7.2	Исходные допущения.....	47
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	50
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	51

7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	53
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....		55
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ		56
ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	58
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.....	62

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АТ	–	автотрансформатор
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПЗ	–	газоперерабатывающий завод
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КС	–	контролируемое сечение
ЛЭП	–	линия электропередачи
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
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПГУ	–	парогазовая установка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	филиал АО «СО ЕЭС» региональное диспетчерское управление
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СВЭ	–	схема внешнего электроснабжения
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы

Средний единый (котловой) тариф	–	средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
СЭС	–	солнечная электростанция
ТМ	–	телемеханика
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
ЭС	–	энергосистема
$S_{\text{ддн}}$	–	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 Астраханской 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 Астраханской 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 Астраханской 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 Астраханской области входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Астраханское РДУ и обслуживает территорию Астраханской области.

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

- филиал ПАО «Россети» – Волго-Донское ПМЭС осуществляет эксплуатацию электрических сетей напряжением 220 кВ;
- филиал ПАО «Россети Юг» – «Астраханьэнерго» осуществляет эксплуатацию электрических сетей напряжением до 110 кВ включительно.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Астраханской области связана с энергосистемами:

- Волгоградской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Волгоградское РДУ): ВЛ 220 кВ – 4 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.;
- Республики Калмыкия (Филиал АО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ): ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 8 шт., ВЛ 35 кВ – 1 шт.;
- Республики Казахстан (Западный РДЦ): ВЛ 110 кВ – 3 шт., (Актюбинский РДЦ): ВЛ 110 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Астраханской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ООО «Газпром добыча Астрахань»	128,0
Более 50 МВт	
–	–
Более 10 МВт	
АО «КТК-Р»	33,0

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Астраханской области на 01.01.2025 составила 1437,8 МВт, в том числе: ТЭС – 744,0 МВт, ВЭС – 340,2 МВт, СЭС – 353,6 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 Астраханской области, МВт

Наименование	На 01.01.2024	Изменение мощности				На 01.01.2025
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	1369,2	68,6	–	–	–	1437,8
ТЭС	744,0	–	–	–	–	744,0
ВЭС	340,2	–	–	–	–	340,2
СЭС	285,0	68,6	–	–	–	353,6

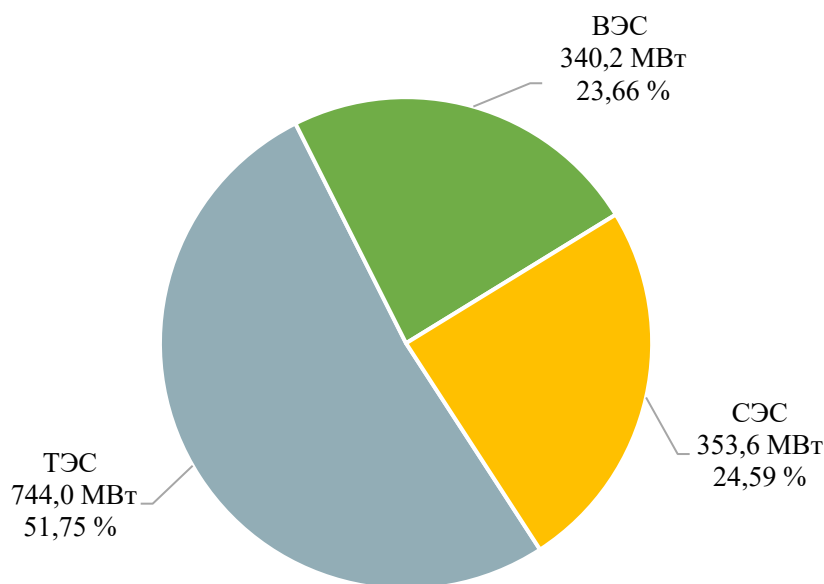


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Астраханской области по состоянию на 01.01.2025

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Астраханской области в 2024 году составило 3763,1 млн кВт·ч, в том числе: на ТЭС – 2435,4 млн кВт·ч, ВЭС – 945,8 млн кВт·ч, СЭС – 381,9 млн кВт·ч.

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

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

Наименование	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Производство электрической энергии	4140,8	4087,0	4198,7	4014,6	3763,1
ТЭС	3738,7	3475,3	2870,6	2663,9	2435,4
ВЭС	–	236,6	955,3	969,2	945,8
СЭС	402,2	375,1	372,9	381,6	381,9

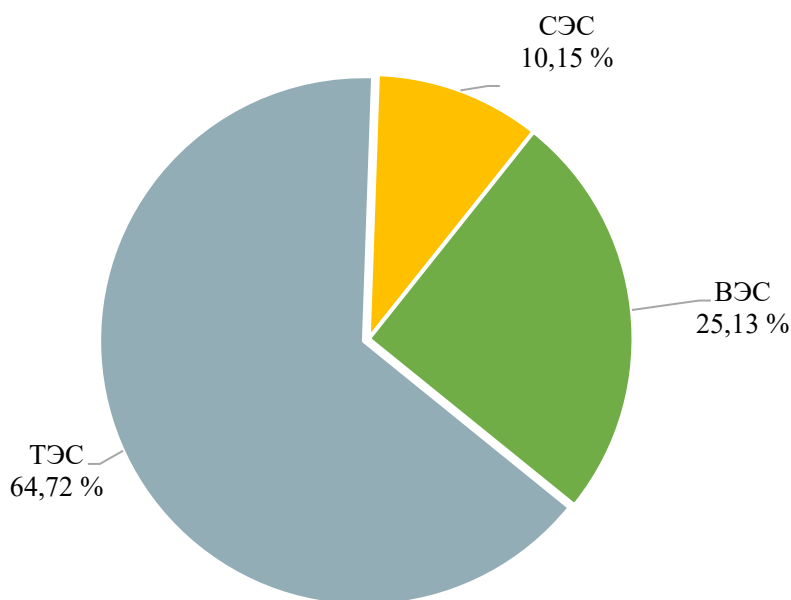


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Астраханской области в 2024 году

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

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

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

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	4169	4231	4237	4394	4436
Годовой темп прироста, %	-2,73	1,49	0,14	3,71	0,96
Максимум потребления мощности, МВт	704	722	698	771	743
Годовой темп прироста, %	1,88	2,57	-3,34	10,05	-3,63
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5922	5859	6070	5699	5970
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	25.12 09:00	21.07 14:00	09.12 09:00	08.08 13:00	19.07 13:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-12,3	33,0	-7,1	30,8	30,6
Максимум потребления мощности (зима), МВт	704	715	698	749	712

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Максимум потребления мощности (лето), МВт	687	722	670	771	743

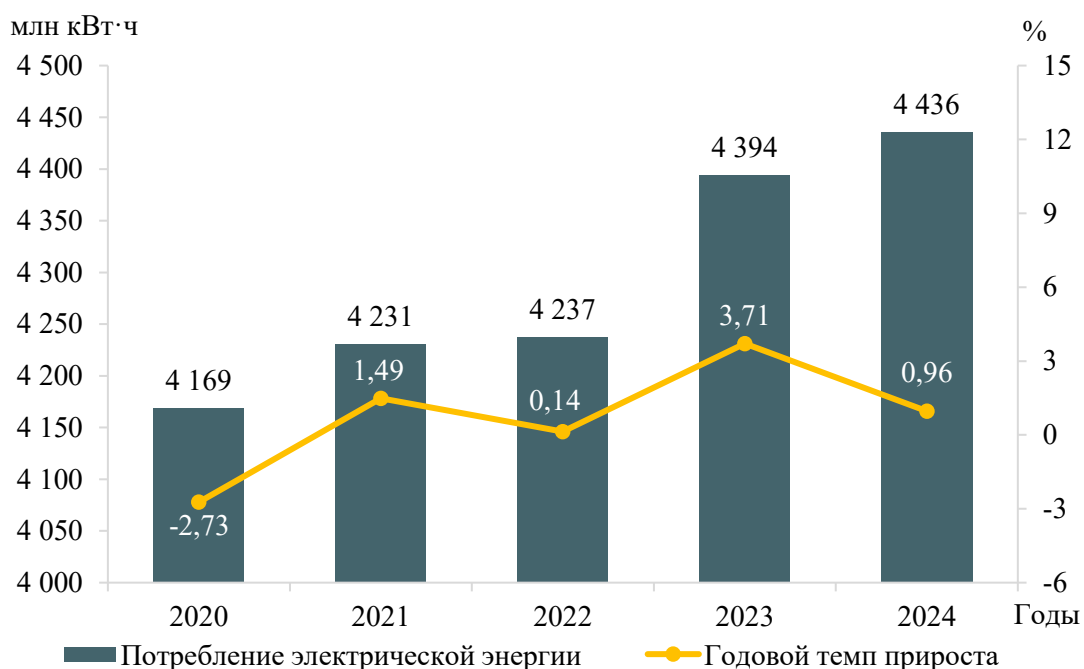


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии энергосистемы Астраханской области и годовые темпы прироста

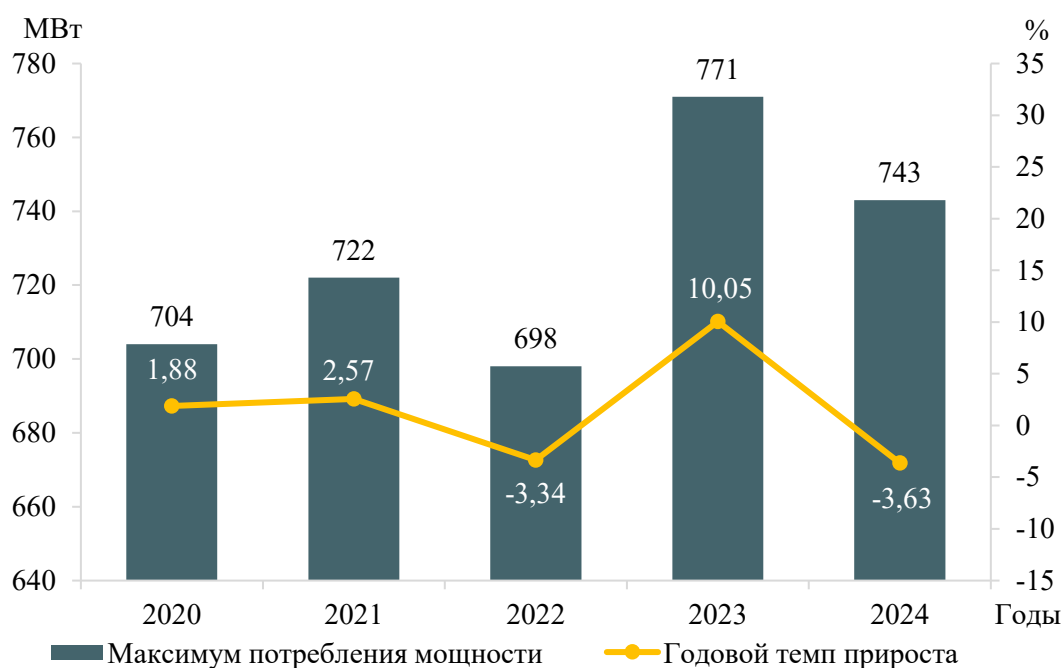


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности энергосистемы Астраханской области и годовые темпы прироста

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии энергосистемы Астраханской области увеличилось на 150 млн кВт·ч и составило в 2024 году 4436 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста

0,69 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 3,71 % в 2023 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 2,73 %.

За период 2020–2024 годов максимум потребления мощности энергосистемы Астраханской области увеличился на 52 МВт и составил 743 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,46 %.

Наибольший годовой темп прироста мощности составил 10,05 % в 2023 году; наибольшее снижение зафиксировано в 2024 году и составило 3,63 %. Следует отметить, что в 2021 и 2023–2024 годах годовой максимум зафиксирован в дневные часы летнего периода при ТНВ равной или близкой значению обеспеченности 0,98 % по данным Свода правил «Строительная климатология». Летний максимум превысил максимум потребления мощности в период зимы соответственно на 7 МВт, 22 МВт и 31 МВт соответственно.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Астраханской области был зафиксирован в 2012 году в размере 806 МВт.

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

- ростом потребления в сфере услуг;
- увеличением до 2023 года и снижением в 2024 году потребления на трубопроводном транспорте;
- значительной разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- в трех годах базового периода зафиксировано прохождение годового максимального потребления мощности в летний период, как и в других крупных энергосистемах ОЭС Юга;
- разнонаправленными тенденциями потребления ООО «Газпром переработка»-Астраханский ГПЗ.

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 Астраханской области приведен в таблице 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Астраханской 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 КВЛ 110 кВ Баррикадная – Борзая	ООО «ТК «КЕДР»	2021	2,335 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
2	220 кВ	Выполнение заходов ВЛ 220 кВ Южная – Чёрный Яр №2 на ПС 220 кВ Зубовка с образованием двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Южная – Зубовка и ВЛ 220 кВ Чёрный Яр – Зубовка	ПАО «Россети»	2021	2×5,14 км
3	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Владимировка – Верхний Баскунчак с отпайкой на ПС Кочевая (ВЛ 110 кВ 740) до РУ 110 кВ Богдинской СЭС	ПАО «Россети Юг»	2024	0,532 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 220 кВ Владимировка	ПАО «Россети»	2021	2×25 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Борзая	ООО «ТК «КЕДР»	2021	1×25 МВА
3	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Зубовка	ПАО «Россети»	2021	2×200 МВА
4	110 кВ	Строительство РУ 110 кВ Богдинской СЭС с установкой трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 62,9 МВА	ООО «Юнигрин Пауэр»	2024	62,9 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 Астраханской 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	Территориальная энергосистема (ЭС), энергорайон	ТНВ в день контрольного замера, °С
2020	16.12.2020	ЭС Астраханской области	-2,3
		Энергорайон АГРЭС	-2,3
	17.06.2020	ЭС Астраханской области	26,7
		Энергорайон АГРЭС	26,7
2021	15.12.2021	ЭС Астраханской области	1,8
		Энергорайон АГРЭС	1,8
	16.06.2021	ЭС Астраханской области	27,4
		Энергорайон АГРЭС	27,4
2022	21.12.2022	ЭС Астраханской области	-3,1
		Энергорайон АГРЭС	-3,3

Год	Дата контрольного замера	Территориальная энергосистема (ЭС), энергорайон	ТНВ в день контрольного замера, °С
	15.06.2022	ЭС Астраханской области	25,4
		Энергорайон АГРЭС	25,6
2023	20.12.2023	ЭС Астраханской области	3,8
		Энергорайон АГРЭС	3,6
	21.06.2023	ЭС Астраханской области	23,3
		Энергорайон АГРЭС	23,4
2024	18.12.2024	ЭС Астраханской области	2,5
		Энергорайон АГРЭС	2,9
	19.06.2024	ЭС Астраханской области	29,4
		Энергорайон АГРЭС	29,5

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

– для 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	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ Окрасочная	110/6	T-1	110/6	10	6,90	7,60	6,00	4,60	6,70	5,00	5,50	4,60	1,20	8,10	0
			T-2	110/6	10	3,80	1,90	3,00	1,70	3,00	1,90	3,40	3,80	3,90	3,90	
2	ПС 110 кВ Оля	110/10	T-1	110/10	6,3	0,40	0	2,20	1,20	1,20	0	1,20	0,80	0,77	1,50	0
			T-2	110/10	6,3	0	1,50	0	1,20	1,40	0,10	0	1,20	1,13	1,40	
3	ПС 110 кВ Хошеутово	110/35/10	T-1	110/35/10	10	1,90	1,80	2,00	1,80	2,40	1,50	1,20	1,50	1,13	1,90	0
4	ПС 110 кВ Красный Яр	110/35/10	T-1	110/35/10	10	2,60	2,40	2,80	2,30	2,50	1,70	2,10	1,60	1,59	2,30	0
			T-2	110/35/10	10	5,70	5,20	5,70	4,70	5,10	3,70	4,20	3,20	3,08	5,50	
5	ПС 110 кВ Восточная	110/6	T-1	110/6	15	4,40	4,60	5,70	4,80	5,50	4,00	6,10	3,60	5,00	6,60	0
		110/6	T-2	110/6	16	5,20	5,50	5,70	5,00	5,70	5,80	5,50	5,10	4,30	8,20	
6	ПС 110 кВ Кири-Кили	110/10	T-1	110/10	16	5,60	5,50	5,80	4,30	5,60	4,70	6,50	5,50	3,40	10,00	0
		110/10	T-2	110/10	16	5,80	4,70	4,70	5,20	7,60	5,20	6,30	3,50	5,10	5,70	
7	ПС 110 кВ Судостроительная	110	T-1	110/6	25	13,40	6,80	8,20	6,30	7,30	8,90	7,80	7,30	5,90	9,50	0
		110	T-2	110/6	25	9,20	11,60	12,30	11,20	12,20	9,80	8,30	8,10	8,40	12,80	

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 Окрасочная	T-1	ТДН-10000/110-70У1	1979	83,25	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-10000/110-70У1	1979	82,56	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Оля	T-1	ТМ-6300/110	1967	80,25	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМ-6300/110	1976	87,88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Хошеутово	T-1	ТДТН-10000/110-76У1	1986	86,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Красный Яр	T-1	ТДТН-10000/110	1977	91,63	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМТН-10000/110-66	1986	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ Восточная	T-1	ТДН-15000/110-66	1974	90,25	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110	1974	89	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
6	ПС 110 кВ Кири-Кили	T-1	ТДН-16000/110-79У1	1985	90,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110-79У1	1985	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
7	ПС 110 кВ Судостроительная	T-1	ТРДН-25000/110/6	1982	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110	2007	92,5	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 _{ном} 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 Окрасочная	2024 / лето	12,0	ПС 110 кВ Окрасочная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,998	0	–	0,100	12,106	12,106	12,106	12,106	12,106	12,106
2	ПС 110 кВ Оля	2024 / лето	2,9	ПС 110 кВ Оля	АО «Особая экономическая зона «Лотос»	07.12.2021	30-1-21-00580093	2025	5,500	0	10	2,200	5,273	5,273	5,273	5,273	5,273	5,273
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,035	0	–	0,004						
3	ПС 110 кВ Хошеутово	2024 / зима	2,4	ПС 110 кВ Хошеутово	ООО «Агропромышленный комплекс Астраханский»	03.03.2023	30-1-22-00683631	2025	7,500	6,000	35	1,350	3,876	3,876	3,876	3,876	3,876	3,876
				ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,187	0	–	0,019							
				ПС 110 кВ Заволжская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,021	0	–	0,002						

№ 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	$U_{ном}$ 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.
4	ПС 110 кВ Красный Яр	2022 / зима	8,5	ПС 110 кВ Красный Яр	Отдел капитального строительства, коммунального и дорожного хозяйства администрации муниципального образования «Красноярский район»	05.06.2018	30-1-17-00345721	2026	1,5	0	10	0,6	9,296	9,296	9,296	9,296	9,296	9,296
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,323	0	–	0,132						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,083	0	–	0,008						
5	ПС 110 кВ Восточная	2024 / лето	14,8	ПС 110 кВ Восточная	ООО «Специализированный застройщик Разум-Космонавтов»	02.02.2022	30-1-21-00621823	2026	2,074	0,546	6	1,070	16,155	16,155	16,155	16,155	16,155	16,155
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,904	0	–	0,190						
6	ПС 110 кВ Кири-Кили	2024 / лето	15,7	ПС 110 кВ Кири-Кили	ООО «Специализированный застройщик «АстДомСтрой-Инвест»	23.03.2016	30-1-15-00240845	2025	0,980	0	10	0,392	16,445	16,445	16,445	16,445	16,445	16,445
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,407	0	–	0,304						
7	ПС 110 кВ Судостроительная	2020 / зима	22,6	ПС 110 кВ Судостроительная	ООО «СЗ «РЭС-Нахимов»	26.06.2024	30-1-24-00760101	2026	0,700	0	0,4	0,280	23,268	23,268	23,268	23,268	23,268	23,268
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,630	0	–	0,318						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,307	0	6	0,031						

ПС 110 кВ Окрасочная.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 12,0 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$ на величину 31,09 % от $S_{\text{дн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 29,4^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,915.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,998 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,106 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 12,0 + 0,106 + 0 - 0 = 12,106 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Окрасочная, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 32,31 % от $S_{\text{дн}}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Окрасочная ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае превышения $S_{\text{дн}}$ трансформаторов на ПС 110 кВ Окрасочная расчетный объем ГАО составит 2,956 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется обеспечить мощность трансформаторов не менее 12,106 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Оля.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 2,9 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 50,3 % от $S_{\text{дн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 29,4^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,915.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,535 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,373 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 2,9 + 2,373 + 0 - 0 = 5,273 \text{ МВА.}$$

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 не превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Оля, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 91,47 % от $S_{\text{дн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Юг» (увеличение трансформаторной мощности ПС 110 кВ Оля с заменой существующих силовых трансформаторов 2×6,3 МВА на 2×10 МВА).

ПС 110 кВ Хошеутово.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 2,4 МВА. Нагрузка единственного трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Хошеутово не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 21,2 % от $S_{\text{дн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 2,5^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,133.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,708 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,476 МВА).

Перспективная нагрузка существующего трансформатора согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 2,4 + 1,476 + 0 - 0 = 3,876 \text{ МВА.}$$

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 не превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, единственного трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Хошеутово и составляет 34,21 % от $S_{\text{длн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Юг» (увеличение трансформаторной мощности ПС 110 кВ Хошеутово с заменой существующего силового трансформатора 1×10 МВА на 1×16 МВА и установкой второго трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА).

ПС 110 кВ Красный Яр.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 8,5 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 72,87 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -3,3 °С (по энергорайону АГРЭС) и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,167.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,906 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,796 МВА).

Необходимо учесть нагрузку потребителя ООО «ТОМАРИНА» суммарной максимальной мощностью 4,00 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,016 МВА), по которой выдан акт об осуществлении технологического присоединения от 03.09.2024, и которая не вошла в величину фактической нагрузки зимнего контрольного замера 2024 года.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 8,5 + 0,796 + 3,016 + 0 - 0 = 12,312 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Красный Яр, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 5,54 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Красный Яр ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного

отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Красный Яр расчетный объем ГАО составит 0,646 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 12,312 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

ПС 110 кВ Восточная.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 14,8 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает $S_{\text{длн}}$ на величину 7,83 % (1,09 %) от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 29,4^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,915.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,432 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,355 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 14,8 + 1,355 + 0 - 0 = 16,155 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Восточная, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1) на величину 17,70 % (10,35 %) от $S_{\text{длн}}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Восточная ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Восточная расчетный объем ГАО составит 2,43 (1,515) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется обеспечить мощность трансформаторов не менее 16,155 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 15 МВА и Т-2 16 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Кири-Кили.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 15,7 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину 7,30 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 29,5^{\circ}\text{C}$ (по энергорайону АГРЭС) и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,915.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,018 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,745 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 15,7 + 0,745 + 0 - 0 = 16,445 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Кири-Кили, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 12,33 % от $S_{\text{длн}}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кири-Кили ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае превышения $S_{\text{длн}}$ трансформаторов на ПС 110 кВ Кири-Кили расчетный объем ГАО составит 1,805 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 16,445 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Судостроительная.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 22,6 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 77,8 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{НВ} -2,3^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,162.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,191 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,668 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 22,6 + 0,668 + 0 - 0 = 23,268 \text{ МВА.}$$

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 не превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Судостроительная, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 80,10 % от $S_{\text{длн}}$.

Последующие расчеты выполнены для наиболее критических условий работы трансформаторов в период высоких температур, а именно для фактической максимальной нагрузки за отчетный летний период, выявленной в летний контрольный замер 2024 года и составившей 22,3 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 97,4 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{НВ} +29,4^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,915.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 22,3 + 0,668 + 0 - 0 = 22,968 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Судостроительная, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1) на величину 0,41 % от $S_{\text{длн}}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Судостроительная ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае превышения $S_{\text{длн}}$ трансформаторов на ПС 110 кВ Судостроительная расчетный объем ГАО составит 0,093 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью не менее 22,968 МВА. Ближайшим

большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на два новых трансформатора мощностью 25 МВА с повышенными характеристиками ДДТН и АДТН.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 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 Астраханской 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 Астраханской 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 мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше на территории Астраханской области для обеспечения прогнозного потребления электрической мощности приведен в 2.4.

Мероприятия для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России.

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

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

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год реализации	Ответственная организация
1	Реконструкция ПС 220 кВ Владимировка с заменой автотрансформаторов АТ-3 220/110/35 кВ и АТ-4 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый, заменой трансформаторов Т-1 110/6/6 кВ и Т-2 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый и установкой БСК 110 кВ мощностью 27,3 Мвар	2×125 МВА	2028	ПАО «Россети»
		2×25 МВА		
		1,3 км		
		1×27,3 Мвар		

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.

2.4 Описание энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей энергосистемы Астраханской области с учетом высокой аварийности и возможного останова генерирующего оборудования Астраханской ПГУ-235 и Астраханской ГРЭС выполнен анализ режимно-балансовой ситуации за КС «Волгоград – Астрахань», включающий в себя ВЛ 220 кВ Трубная – Владимировка № 1, ВЛ 220 кВ Трубная – Владимировка № 2, ВЛ 220 кВ Георгиевская – Черный Яр, ВЛ 220 кВ Черный Яр – Зубовка, ВЛ 110 кВ Колобовка – Капустин Яр (ВЛ 110 кВ № 297), ВЛ 110 кВ Солодники – Райгород-2 с отпайкой на ПС Ушаковка (ВЛ 110 кВ № 320).

С учетом повышенной фактической аварийности генерирующего оборудования, в том числе из-за его останова по причине невозможности обеспечения требований к эксплуатации, при формировании баланса мощности энергосистемы Астраханской области за КС «Волгоград – Астрахань» учтена аварийность Астраханской ПГУ-235 и Астраханской ГРЭС.

Основные показатели баланса мощности энергосистемы Астраханской области за КС «Волгоград-Астрахань» приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Баланс мощности Астраханской области за КС «Волгоград – Астрахань» для периода экстремально высоких температур, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Потребность в мощности энергосистемы Астраханской области (на час вечернего максимума)	720	734	734	734	734	734
в том числе переток мощности в энергосистемы Республики Калмыкия и Республики Казахстан	30	30	30	30	30	30
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций, в том числе:	366,88	366,88	261,7	261,7	261,7	261,7
Астраханская ТЭЦ-2	260	260	260	260	260	260
Астраханская ПГУ-235 ПГУ-1	0	0	0	0	0	0

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Астраханская ПГУ-235 ПГУ-2	105,18	105,18	0	0	0	0
Астраханская ГРЭС	0	0	0	0	0	0
Теплоресурс	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
СЭС/ВЭС	0	0	0	0	0	0
Пропускная способность КС «Волгоград-Астрахань»	480	480	480	480	480	480
Пропускная способность КС «Волгоград-Астрахань» в единичной ремонтной схеме (при отключении АТ-1 ПС 500 кВ Георгиевская с включением СВЭ 220 кВ, отключен ВЭ 110 кВ АТ-2 на ПС 220 кВ Газовая)	360	360	360	360	360	360
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме	126,88	112,88	7,7	7,7	7,7	7,7
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме (при отключении АТ-1 ПС 500 кВ Георгиевская с включением СВЭ 220 кВ, отключен ВЭ 110 кВ АТ-2 на ПС 220 кВ Газовая)	6,88	-7,12	-112,3	-112,3	-112,3	-112,3

Анализ баланса мощности Астраханской области показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности потребителей, а также рисков останова генерирующего оборудования Астраханской ПГУ-235 и Астраханской ГРЭС непокрываемый дефицит мощности в КС «Волгоград – Астрахань» в нормальной схеме не прогнозируется, но прогнозируется в ремонтной схеме на уровне 7,12–112,3 МВт для периода экстремально высоких температур.

Для уменьшения дефицита в единичной ремонтной схеме на величину до 50 МВт возможно применение схемно-режимных мероприятий по переводу части нагрузки на питание в тупиковом режиме от энергосистемы Волгоградской области и снижения перетоков в энергосистемы Республики Казахстан и Республики Калмыкия.

В целях исключения перспективного дефицита энергосистемы Астраханской области для увеличения пропускной способности КС «Волгоград – Астрахань» предусматривается мероприятие по строительству ВЛ 500 кВ Астрахань – Трунная ориентировочной протяженностью 420 км.

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 13 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Астраханской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 13 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Астраханской 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							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
1	АО «КТК-Р»	АО «КТК-Р»	0,0	21,0	110	2027	ПС 220 кВ Газовая
2	Объекты аэродрома «Приволжский»	Филиал ФКП «Управление заказчика капитального строительства Министерства обороны РФ» – Региональное управление заказчика капитального строительства Южного военного округа	1,7	14,3	10	2025	ПС 110 кВ Аэродромная

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Астраханской области на период 2026–2031 годов представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Астраханской области

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	4434	4613	4708	4778	4807	4827	4848
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	179	95	70	29	20	21
Годовой темп прироста, %	–	4,04	2,06	1,49	0,61	0,42	0,44

Потребление электрической энергии по энергосистеме Астраханской области прогнозируется на уровне 4848 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,28 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2026 году и составит 179 млн кВт·ч, что соответствует годовому темпу прироста 4,04 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2030 году и составит 20 млн кВт·ч или 0,42 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Астраханской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 13.

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



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

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

- увеличением объемов перекачки нефти в трубопроводной системе АО «КТК-Р»;
- развитием инфраструктуры аэродрома «Приволжский»;
- увеличением объемов жилищного строительства и инфраструктурных объектов.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Астраханской области на период 2026–2031 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Астраханской области

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности, МВт	760	759	775	775	775	775	775
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	-1	16	0	0	0	0
Годовой темп прироста, %	–	-0,13	2,11	0,00	0,00	0,00	0,00
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5834	6078	6075	6165	6203	6228	6255

Максимум потребления мощности энергосистемы Астраханской области к 2031 году прогнозируется на уровне 775 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 0,6 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2027 году и составит 16 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 2,11 %; в период 2028–2031 годах прирост мощности не планируется. Наименьшей прирост с отрицательным значением в размере 1 МВт или 0,13 % ожидается в 2026 году.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период останется таким же разуплотненным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума к 2031 году прогнозируется на уровне 6255 ч/год.

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

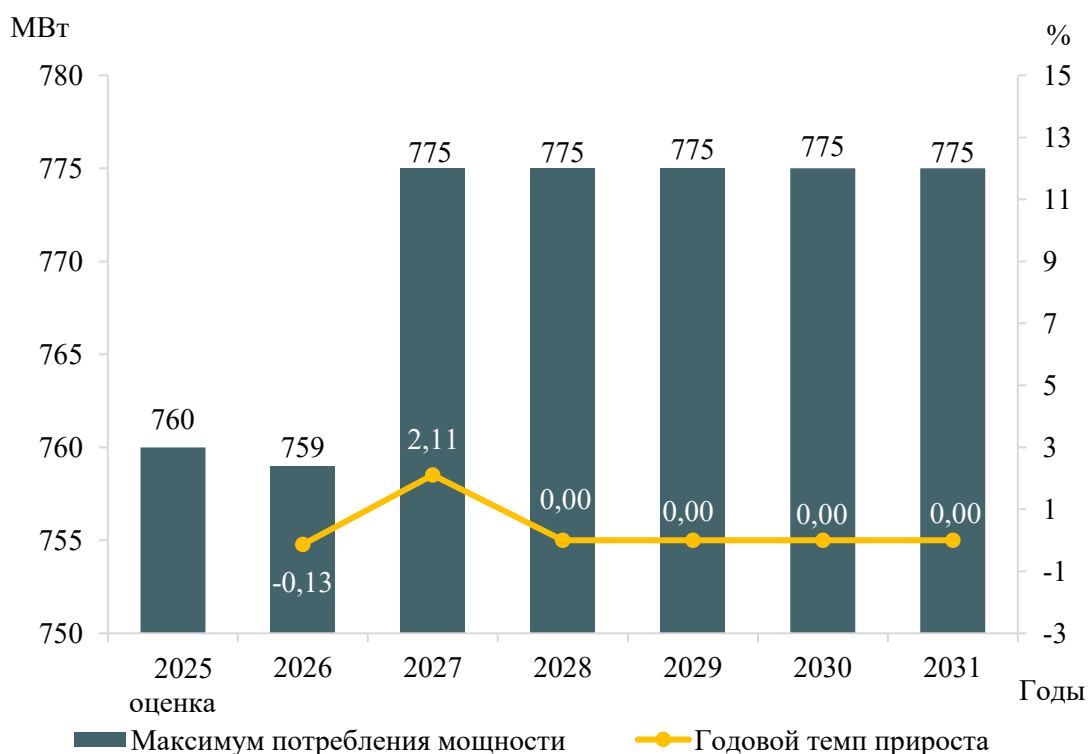


Рисунок 6 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Астраханской области и годовые темпы прироста

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Астраханской области в период 2026–2031 годов предусматриваются в объеме 538,8 МВт, в том числе ВЭС – 268,8 МВт, СЭС – 270 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Астраханской области в 2025 году и в период 2026–2031 годов представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Астраханской 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	–	150	388,8	–	–	–	–	538,8
ВЭС	–	–	268,8	–	–	–	–	268,8
СЭС	–	150	120	–	–	–	–	270

Развитие возобновляемых источников энергии в период 2026–2031 годов предусматривает строительство ВЭС в объеме 268,8 МВт, СЭС в объеме 270 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Астраханской области в 2031 году составит 1976,6 МВт. К 2031 году в структуре генерирующих мощностей энергосистемы Астраханской области по сравнению с отчетным годом доля ТЭС снизится с 51,75 % до 37,64 %, доля СЭС возрастет с 24,59 % до 31,55 %, доля ВЭС возрастет с 23,66 % до 30,81 %.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Астраханской области представлена в таблице 17. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Астраханской области представлена на рисунке 7.

Таблица 17 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Астраханской области, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Всего	1437,8	1587,8	1976,6	1976,6	1976,6	1976,6,3	1976,6
ТЭС	744	744	744	744	744	744	744
ВЭС	340,2	340,2	609	609	609	609	609
СЭС	353,6	503,6	623,6	623,6	623,6	623,6	623,6

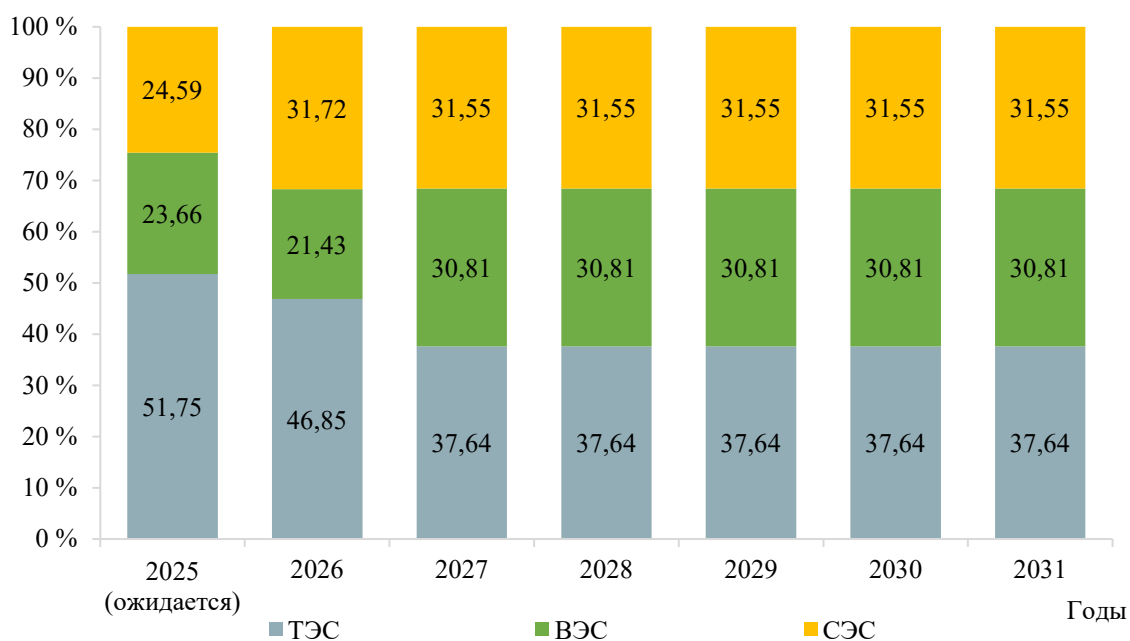


Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Астраханской области

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

4 Предложения по развитию электрических сетей на 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 Астраханской 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 Астраханской области

В таблице 18 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 Астраханской области.

Таблица 18 – 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 Астраханской области

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Обоснование	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
1	Строительство ПС 220 кВ Лотос с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	ООО «АЭК-Холдинг»	220	МВА	–	–	2×80	–	–	–	–	160	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «АЭК-Холдинг»	ООО «АЭК-Холдинг»	–	80
2	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Нефтепровод – Астрахань на ПС 220 кВ Лотос ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	ООО «АЭК-Холдинг»	220	км	–	–	2×0,5	–	–	–	–	1				
3	Строительство ПС 110 кВ А-НПС-4А с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Каспийский трубопроводный Консорциум-Р»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Каспийский трубопроводный Консорциум-Р»	АО «Каспийский трубопроводный Консорциум-Р»	–	21
4	Строительство двух ЛЭП 110 кВ Газовая – А-НПС-4А ориентировочной протяженностью 38 км каждая	АО «Каспийский трубопроводный Консорциум-Р»	110	км	–	–	2×38	–	–	–	–	76				

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 для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 19.

Таблица 19 – 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	Реконструкция ПС 220 кВ Владимирка с заменой автотрансформаторов АТ-3 220/110/35 кВ и АТ-4 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый, заменой трансформаторов Т-1 110/6/6 кВ и Т-2 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый и установкой БСК 110 кВ мощностью 27,3 Мвар	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	2×125	–	–	–	250	Реновация основных фондов
		ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	–	2×25	–	–	–	50	
		ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	1,3	–	–	–	1,3	
		ПАО «Россети»	110	Мвар	–	–	–	1×27,3	–	–	–	27,3	
2	Строительство ВЛ 500 кВ Астрахань – Трубная ориентировочной протяженностью 420 км ¹⁾	ПАО «Россети»	500	км	–	–	420	–	–	–	–	420	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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

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

Сводный перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 20.

Таблица 20 – 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 Окрасочная с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
2	Реконструкция ПС 110 кВ Красный Яр с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
3	Реконструкция ПС 110 кВ Восточная с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ 15 МВА и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
4	Реконструкция ПС 110 кВ Кири-Кили с заменой трансформаторов Т-1 110/10 и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
5	Реконструкция ПС 110 кВ Судостроительная с заменой трансформаторов Т-1 110/6 и Т-2 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два новых трансформатора 110/6 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

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 21 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 21 – 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	Строительство РУ 220 кВ Мартовской ВЭС с двумя трансформаторами 220/35 кВ мощностью 160 МВА каждый	220	МВА	–	–	2х160	–	–	–	–	320	Мартовская ВЭС	ООО «Двенадцатый Ветропарк ФРВ» ПАО «Форвард Энерго» ООО «Шестнадцатый Ветропарк ФРВ»	268,8
2	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Владимировка – Газовая на Мартовскую ВЭС ориентировочной протяженностью 7,5 км	220	км	–	–	2х7,5	–	–	–	–	15			
3	Строительство РУ 220 кВ СЭС-1 с установкой двух трансформаторов 220 кВ мощностью 80 МВА каждый (2×80 МВА)	220	МВА	–	2×80	–	–	–	–	–	160	ГТП GVIE2885 ГТП GVIE2886 ГТП GVIE2892 ГТП GVIE2912 ГТП GVIE2913	ООО «Юнигрин Пауэр»	270
4	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Астрахань – Лиман на СЭС-1 ориентировочной протяженностью 1 км (2×1 км) проводом АС-300	220	км	–	2×1	–	–	–	–	–	2			
5	Строительство РУ 220 кВ СЭС-2 с установкой двух трансформаторов 220 кВ мощностью 63 МВА каждый (2×63 МВА)	220	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	126			

№ 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			
6	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Астрахань – Баррикадная I цепь на СЭС-2 ориентировочной протяженностью 1 км (2×1 км) проводом АС-300	220	км	–	–	2×1	–	–	–	–	2			

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

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

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

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети Астраханской 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 Астраханской области по годам представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Астраханской 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	0,00	7695,35	8799,86	9275,38	9153,33	8372,69	8707,60	52004,21

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 Астраханской 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 Астраханской области осуществляют свою деятельность 4 сетевые организации. Наиболее крупной ТСО является ПАО «Россети Юг» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 95 % в суммарной НВВ сетевых организаций Астраханской 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 Астраханской 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 тарифов¹, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 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, включаемых в амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства –

¹ Постановление службы по тарифам Астраханской области от 28.12.2022 № 185.

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

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 (в случае превышения размера заемных средств уровня $3,5 \times \text{EBITDA}$ за 2024 год – 12 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 23.

Таблица 23 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/EBITDA не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	27 %	27 % – 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 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	6 (12) лет	6 (12) лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2025 год постановлением службы по тарифам Астраханской области от 27.12.2024 № 170 «О внесении изменений в Постановление службы по тарифам Астраханской области от 28.11.2022 № 185, от 10.12.2024 № 92» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в Астраханской области, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³. На период 2029–2031 годов принято, что экономические показатели сохраняются в размере последнего года прогноза социально-экономического развития Российской Федерации.

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 Астраханской 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 Астраханской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Астраханской 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 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-

³ 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).

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 24.

Таблица 24 – 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	1,1 %	2,1 %	1,5 %	0,6 %	0,4 %	0,4 %

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 Астраханской области представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Астраханской 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:	2819	1126	1148	620	620	620
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)	485	506	528	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	2203	2806	2303	768	768	768

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Астраханской 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 26 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 26 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Астраханской 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.	9,8	10,9	11,7	12,3	12,9	13,5
НВВ	млрд руб.	11,0	12,6	13,7	13,9	14,2	14,6
Δ НВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	1,2	1,6	2,0	1,6	1,3	1,0
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,43	3,73	3,95	4,12	4,30	4,49
Среднегодовой темп роста	%	—	109	106	104	104	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,84	4,29	4,61	4,66	4,73	4,84
Среднегодовой темп роста	%	—	112	107	101	101	102
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,41	0,56	0,66	0,54	0,43	0,35

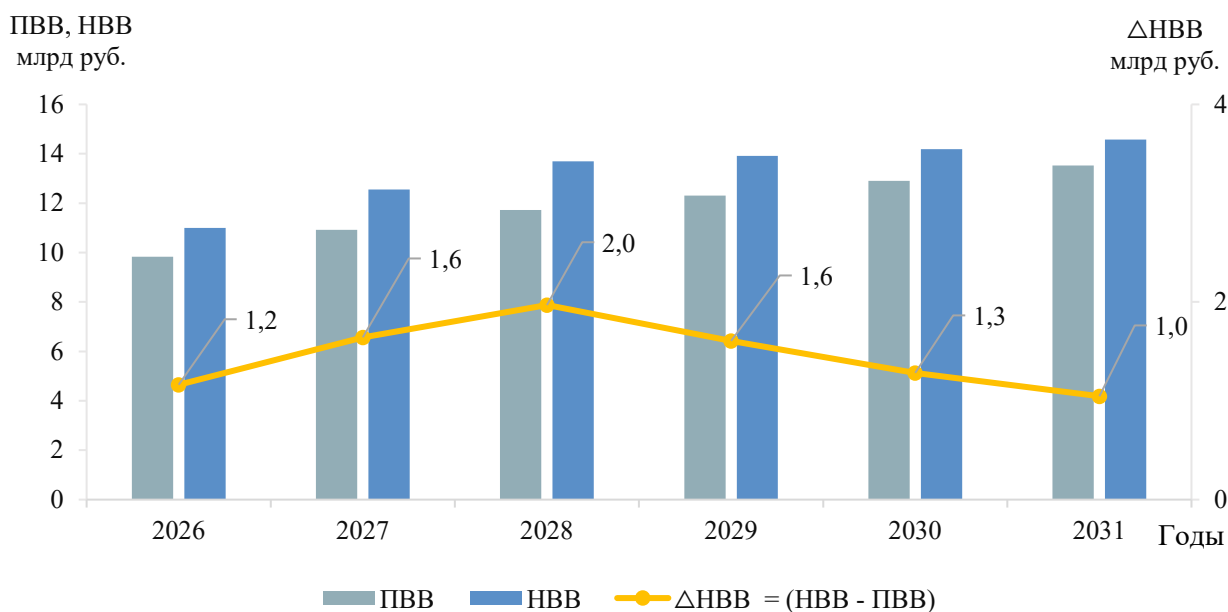


Рисунок 8 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Астраханской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 26, в прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ТСО Астраханской 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 Астраханской 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 недостаточность выручки за период 2026–2028 годов в случае увеличения (сценарий 1) единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии, а также на всем рассматриваемом периоде при снижении (сценарий 2) и при отсутствии (фиксации на уровне 2025 года) роста (сценарий 3) единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии. Дефицит финансирования в Базовом и указанных сценариях суммарно за период наличия дефицита составляет 1,8–19,2 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 9.

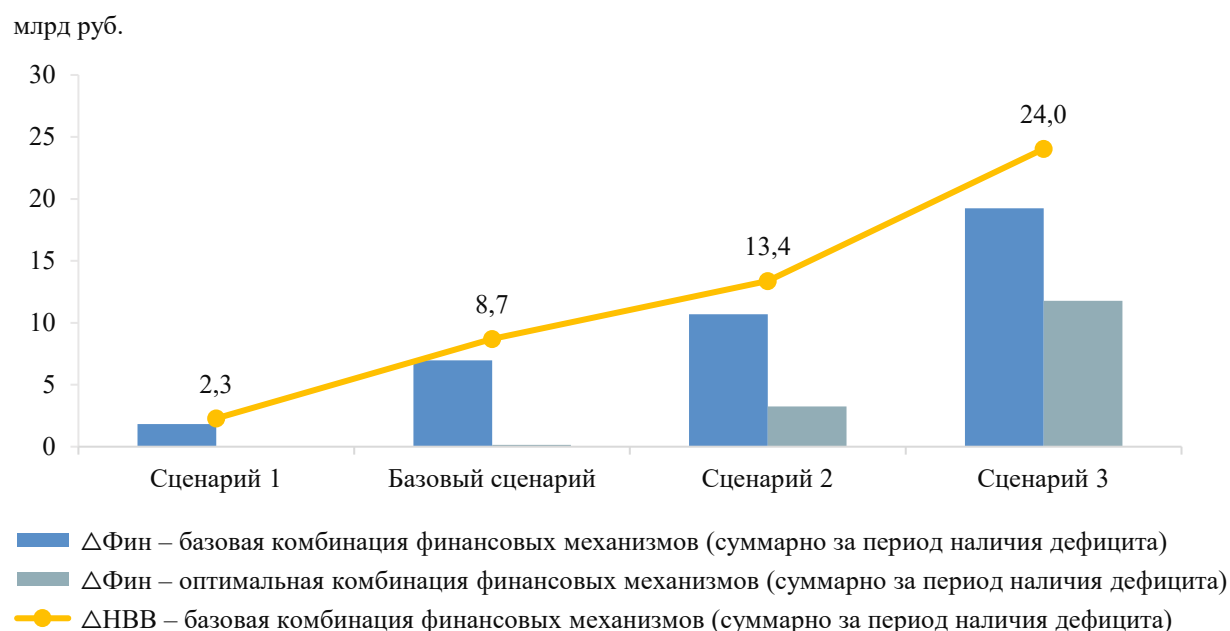


Рисунок 9 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на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

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (за период 2026–2031 годов)

Наименование	Сценарий 1	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 %	0 %	0 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	41 %	90 %	100 %	100 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %	0 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %	10 %	10 %

Как видно из рисунка 9, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в сценарии 1 за счет изменения финансовых механизмов (таблица 27). В Базовом, сценарии 2 и в наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2025 года) возможно снижение дефицита финансирования при значительных объемах бюджетного финансирования в прогнозных капитальных вложениях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Астраханской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Астраханской 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 Астраханской области оценивается в 2031 году в объеме 4848 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,28 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Астраханской области к 2031 году увеличится и составит 775 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,60 %.

Относительно высокие темпы прироста потребления электрической энергии (4,04 %) и мощности (2,11 %) в энергосистеме Астраханской области прогнозируются в 2026 и 2027 годах соответственно.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Астраханской области в период 2026–2031 годов прогнозируется в диапазоне 6075–6255 ч/год.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Астраханской области в 2031 году составит 1976,6 МВт.

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

Всего за период 2025–2031 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 517,3 км, трансформаторной мощности 1001 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

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/ (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/ (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/ (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/ (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/ (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/ (дата обращения: 29.08.2025).

8. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 г. № 24. – Текст : электронный. – URL: 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 ¹⁾	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 Астраханской области													
Астраханская ГРЭС	ООО «Астраханская ПГУ-110»			Газ									
		1, 2, 3	ПГУ		121,0	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0	
Астраханская ТЭЦ-2	ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго»			Газ, мазут									
		1	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		2	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		3	Т-110/120-130-5		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		4	Т-110/120-130-5		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	380,0	380,0	380,0	380,0	380,0	380,0	380,0	380,0	
Теплоресурс	ООО «Теплоресурс»			Газ									
		1	JMC 612 GS-N.LC		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		2	JMC 612 GS-N.LC		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		3	JMC 612 GS-N.LC		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		4	JMC 612 GS-N.LC		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
Астраханская ПГУ-235	ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго»			Газ, дизельное топливо									
		4, 5, 6	ПГУ-1		118,0	118,0	118,0	118,0	118,0	118,0	118,0	118,0	
		1, 2, 3	ПГУ-2		117,0	117,0	117,0	117,0	117,0	117,0	117,0	117,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	235,0	235,0	235,0	235,0	235,0	235,0	235,0	235,0	
СЭС Тинаки	ООО «Энергоэффект ДБ»			–									
		–	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	
СЭС Промстройматериалы	ООО «Сан Проджектс 2»			–									
		–	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	
Енотаевская СЭС	ООО «Энергоэффект ДБ»			–									
		–	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	
СЭС Заводская	ООО «Сан Проджектс»			–									
		–	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	
СЭС Нива	ООО «Грин Энерджи Рус»			–									
		–	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	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования ¹⁾	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								
СЭС Михайловская (диспетчерское название Водоотделительная СЭС)	ООО «Эко Энерджи Рус»			–									
		–	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	
Фунтовская СЭС	ООО «Грин Энерджи Рус»			–									
		–	ФЭСМ		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
Установленная мощность, всего		–	–		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
Ахтубинская СЭС	ООО «Грин Энерджи Рус»			–									
		1 очередь	ФЭСМ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		2 очередь	ФЭСМ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		3 очередь	ФЭСМ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		4 очередь	ФЭСМ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Установленная мощность, всего		–	–		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
Лиманская СЭС	ООО «Грин Энерджи Рус»			–									
		1 очередь	ФЭСМ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		2 очередь	ФЭСМ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Установленная мощность, всего		–	–		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
Октябрьская СЭС	ООО «ППК»			–									
		–	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	
Песчаная СЭС	ООО «ШПК»			–									
		–	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	
Окрасочная СЭС	ООО «Эко Энерджи Рус»			–									
		–	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	
Холмская ВЭС	ООО «Одиннадцатый Ветропарк ФРВ»			–									
		1–4	Vestas V126-4,2		16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	
		5–12	Vestas V126-4,2		33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	
		13–21	Vestas V126-4,2		37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	
Установленная мощность, всего		–	–		88,2	88,2	88,2	88,2	88,2	88,2	88,2	88,2	
Черноярская ВЭС	ООО «Одиннадцатый Ветропарк ФРВ»			–									
		1–9	Vestas V126-4,2		37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	
Установленная мощность, всего		–	–		37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	
Старицкая ВЭС	ООО «Одиннадцатый Ветропарк ФРВ»			–									
		1–12	Vestas V126-4,2		50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	
Установленная мощность, всего		–	–		50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования ¹⁾	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									
Излучная ВЭС	ООО «Пятнадцатый Ветропарк ФРВ»			–										
		1–12	Vestas V126-4,2		50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4		
		13–21	Vestas V126-4,2		37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	
Установленная мощность, всего		–	–		88,2	88,2	88,2	88,2	88,2	88,2	88,2	88,2	88,2	
Манланская ВЭС	ООО «Пятнадцатый 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	
		10–18	Vestas V126-4,2		37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	
Установленная мощность, всего		–	–		75,6	75,6	75,6	75,6	75,6	75,6	75,6	75,6	75,6	
Мартовская ВЭС				–										
	ООО «Двенадцатый Ветропарк ФРВ»	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2634) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2670) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2675) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2676) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2677)					168,8	168,8	168,8	168,8	168,8	168,8	Ввод в эксплуатацию в 2027 г.
	ПАО «Форвард Энерго»	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3223)					18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	Ввод в эксплуатацию в 2027 г.
	ООО «Шестнадцатый Ветропарк ФРВ»	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2633) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2671)					81,3	81,3	81,3	81,3	81,3	81,3	Ввод в эксплуатацию в 2027 г.
Установленная мощность, всего		–	–					268,8	268,8	268,8	268,8	268,8		
Богдинская СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»			–										
		–	ФЭСМ		68,6	68,6	68,6	68,6	68,6	68,6	68,6	68,6	68,6	
Установленная мощность, всего		–	–		68,6	68,6	68,6	68,6	68,6	68,6	68,6	68,6	68,6	
ГТП GVIE2885	ООО «Юнигрин Пауэр»			–										
		–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2885)				50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
Установленная мощность, всего		–	–				50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
ГТП GVIE2886	ООО «Юнигрин Пауэр»			–										
		–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2886)				50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
Установленная мощность, всего		–	–				50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
ГТП GVIE2892	ООО «Юнигрин Пауэр»			–										
		–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2892)				50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
Установленная мощность, всего		–	–				50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
ГТП GVIE2912	ООО «Юнигрин Пауэр»			–										
		–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2912)					60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	Ввод в эксплуатацию в 2027 г.
Установленная мощность, всего		–	–					60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования ¹⁾	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
ГТП GVIE2913	ООО «Юнигрин Пауэр»			–									
		–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2913)					60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	Ввод в эксплуатацию в 2027 г.
Установленная мощность, всего		–	–					60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	

Примечание – ¹⁾ 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 Астраханской области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 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 ³⁾	ПАО «Россети»	500	км	–	–	420	–	–	–	–	420	– ⁴⁾	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	53638,37	53638,37
2	Астраханской области	Астраханская область	Реконструкция ПС 220 кВ Владимировка с заменой автотрансформаторов АТ-3 220/110/35 кВ и АТ-4 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый, заменой трансформаторов Т-1 110/6/6 кВ и Т-2 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый и установкой БСК 110 кВ мощностью 27,3 Мвар	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	2×125	–	–	–	250	2028 ⁴⁾	Реновация основных фондов	4081,94	2779,11
				ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	–	2×25	–	–	–	50				
				ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	1,3	–	–	–	1,3				
				ПАО «Россети»	110	Мвар	–	–	–	1×27,3	–	–	–	27,3				

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
3	Астраханской области	Астраханская область	Реконструкция ПС 110 кВ Окрасочная с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т- 2 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	298,76	298,76
4	Астраханской области	Астраханская область	Реконструкция ПС 110 кВ Красный Яр с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	358,03	358,03

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
5	Астраханской области	Астраханская область	Реконструкция ПС 110 кВ Восточная с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ 15 МВА и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	388,45	388,45
6	Астраханской области	Астраханская область	Реконструкция ПС 110 кВ Кири- Кили с заменой трансформаторов Т-1 110/10 и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	388,45	388,45

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
7	Астраханской области	Астраханская область	Реконструкция ПС 110 кВ Судостроительная с заменой трансформаторов Т-1 110/6 и Т-2 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два новых трансформатора 110/6 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

Примечания

1 ¹⁾ 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 ²⁾ 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 ³⁾ Необходимость реализации мероприятия определена с учетом повышенной аварийности генерирующего оборудования.

4 ⁴⁾ 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.