

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	9
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	9
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период	10
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	11
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	13
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России	19
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	19
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	19
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	19
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	23
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	23
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	23
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	23
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям	23

3	Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы	24
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	24
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	26
3.3	Прогноз потребления мощности.....	27
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	28
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы	30
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	30
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 Оренбургской области	30
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	32
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	32
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	34
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	35
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	36
7.1	Основные подходы	36
7.2	Исходные допущения.....	37
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	40
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	41
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	42
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	45
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	46
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	47

ПРИЛОЖЕНИЕ Б	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии.....	50
--------------	---	----

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КОММод	–	отбор проектов реализации мероприятий по модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций
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
МЭС	–	магистральные электрические сети
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
НДС	–	налог на добавленную стоимость
НПЗ	–	нефтеперерабатывающий завод
ОЭЗ ППТ	–	особая экономическая зона промышленно-производственного типа
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
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
T	–	трансформатор
TНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
TУ	–	технические условия
TЭС	–	тепловая электростанция
TЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
$S_{\text{ддн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1 Описание энергосистемы

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

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

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

– филиал ПАО «Россети Волга» – «Оренбургэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Оренбургской области;

– АО «Оренбургнефть» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Оренбургской области;

– Южно-Уральский филиал ООО «Газпром энерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Оренбургской области;

– структурные подразделения филиала ОАО «РЖД» «Трансэнерго» – Куйбышевская и Южно-Уральская дирекции по энергообеспечению – предприятия, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Оренбургской области;

– АО «Электросеть» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Оренбургской области;

– ООО «Оренбургские электрические сети» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Оренбургской области;

– ООО «Оренбургские электросети» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Оренбургской области.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Оренбургской области связана с энергосистемами:

– ЕЭС Республики Казахстан (филиал Актюбинские МЭС АО «КЕГОС» Актюбинский РДЦ): ВЛ 220 кВ – 3 шт., ВЛ 110 кВ – 4 шт., (филиал Сарабайские МЭС АО «КЕГОС»): ВЛ 500 кВ – 1 шт.;

– Республики Башкортостан (Филиал АО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ): ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 8 шт.;

– Республики Татарстан (Филиал АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана): ВЛ 220 кВ – 2 шт.;

– Самарской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 8 шт.;

– Челябинской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Челябинское РДУ):
ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Оренбургской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
АО «Уральская Сталь»	388,0
АО «Оренбургнефть»	310,6
ООО «Газпром добыча Оренбург»	238,6
ОАО «РЖД»	124,6
Филиал «Оренбургский» ПАО «Т Плюс»	105,9
Более 50 МВт	
ПАО «Гайский ГОК»	93,8
АО «Интер РАО-Электрогенерация»	85,3
ПАО «Орскнефтеоргсинтез»	57,2
Более 10 МВт	
АО «НЗХС»	31,0
АО «Оренбургские минералы»	25,4
ООО «Аккерманн Цемент» (ПС 110 кВ Печная)	27,0
ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»	22,3
ООО «Металекс»	18,7

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Оренбургской области на 01.01.2024 составила 3838,4 МВт, в том числе: ГЭС – 22,5 МВт, ТЭС – 3445,9 МВт, СЭС – 370,0 МВт.

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

Структура и изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Оренбургской области 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 Оренбургской области, МВт

Наименование	На 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	3837,5	–	–	0,9	–	3838,4
ГЭС	22,5	–	–	–	–	22,5
ТЭС	3445,0	–	–	0,9	–	3445,9
СЭС	370,0	–	–	–	–	370,0

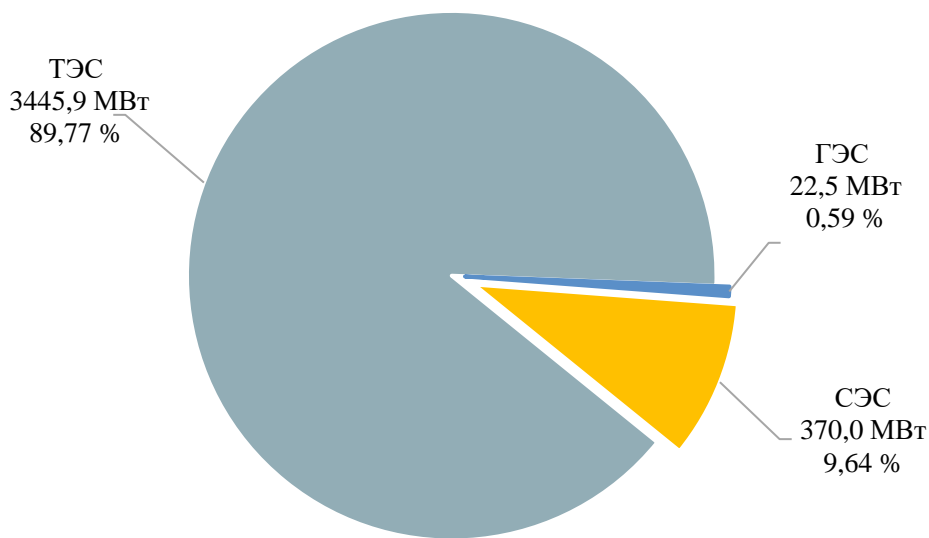


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Оренбургской области по состоянию на 01.01.2024

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Оренбургской области в 2023 году составило 15619,4 млн кВт·ч, в том числе: на ГЭС – 29,6 млн кВт·ч, ТЭС – 15127,5 млн кВт·ч, СЭС – 462,3 млн кВт·ч.

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

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

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	10375,7	10981,0	11948,1	12513,7	15619,4
ГЭС	35,2	40,9	38,7	31,0	29,6
ТЭС	10059,8	10549,9	11473,3	12035,8	15127,5
СЭС	280,7	390,1	436,2	446,9	462,3

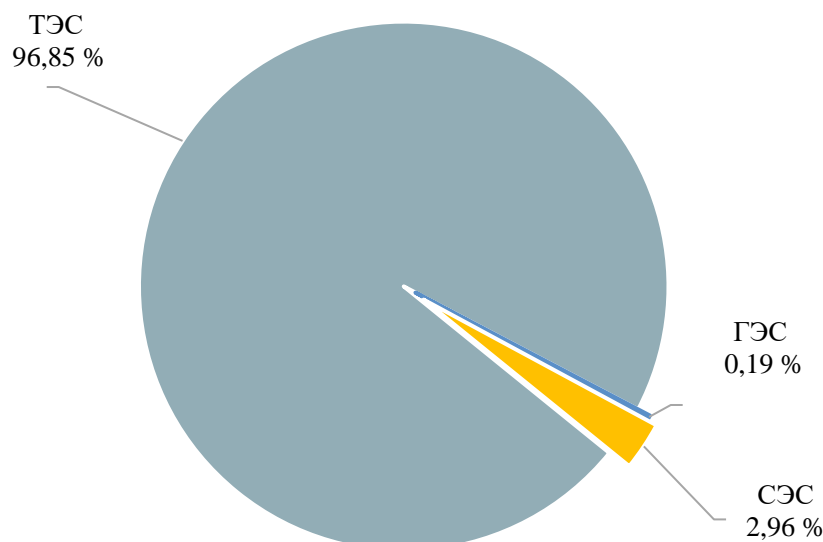


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Оренбургской области в 2023 году

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

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

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

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	15458	15141	15981	15774	16252
Годовой темп прироста, %	-3,35	-2,05	5,55	-1,30	3,03
Максимум потребления мощности, МВт	2254	2275	2315	2287	2432
Годовой темп прироста, %	-1,74	0,93	1,76	-1,21	6,34
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6858	6655	6903	6897	6682
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	11.01 09:00	25.12 07:00	29.12 09:00	09.12 09:00	12.12 17:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-15,5	-11,1	-22,3	-17,1	-25,5

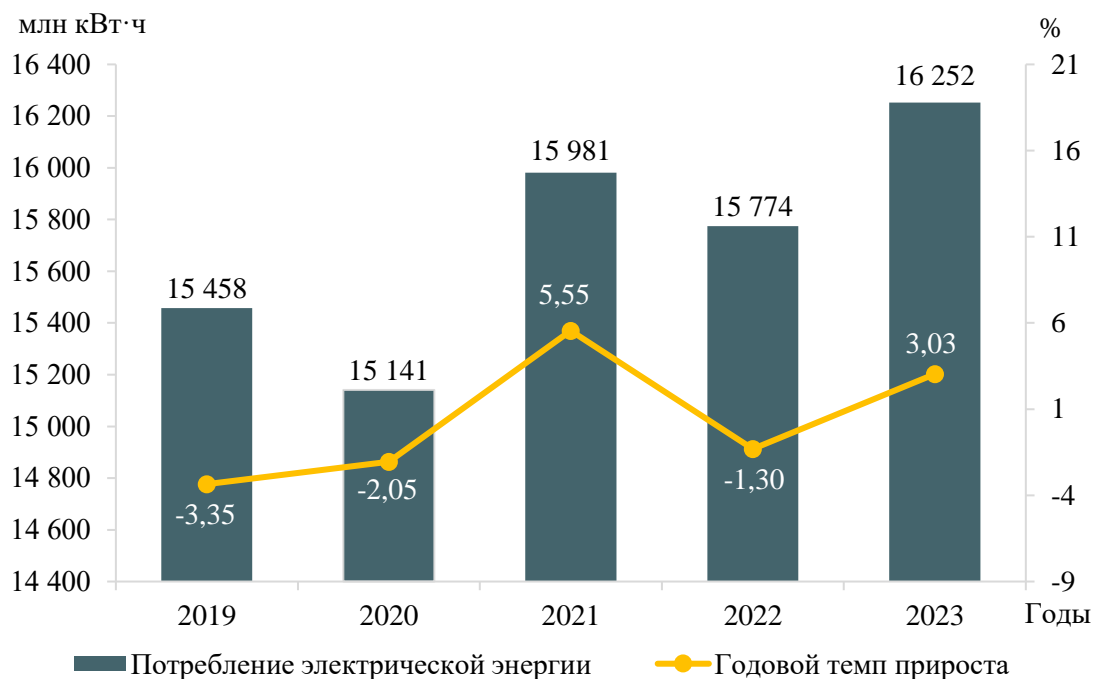


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии энергосистемы Оренбургской области и годовые темпы прироста

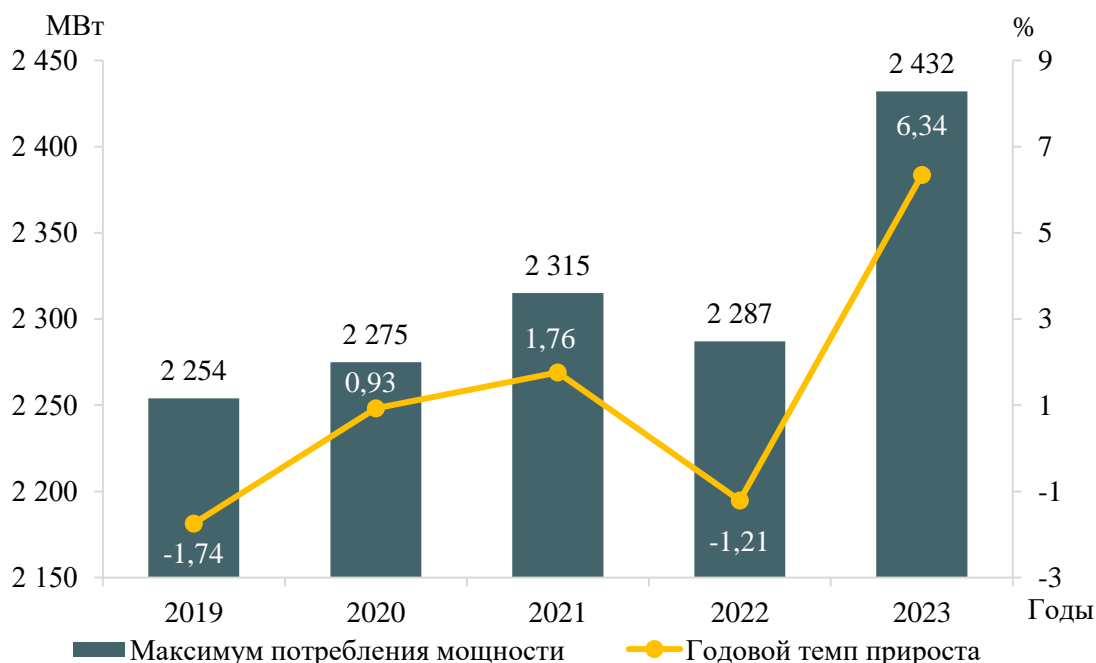


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности энергосистемы Оренбургской области и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии энергосистемы Оренбургской области увеличилось на 258 млн кВт·ч и составило в 2023 году 16252 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,32 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 5,55 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2019 году и имело отрицательное значение 3,35 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности энергосистемы Оренбургской области увеличился на 138 МВт и составил 2432 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,18 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 6,34 % в 2023 году, что обусловлено ростом потребления в промышленном производстве (добыча полезных ископаемых, металлургическое производство); наибольшее снижение мощности составило 1,74 % и зафиксировано в 2019 году.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Оренбургской области был зафиксирован в 1991 году в размере 2669 МВт.

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

- введением ограничений, направленных на недопущение распространения COVID-2019, в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- разнонаправленной динамикой потребления предприятиями по добыче полезных топливно-энергетических ископаемых;
- ростом потребления в металлургическом производстве;
- значительной разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- ростом потребления в сфере услуг и населением.

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

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

Таблица 5 – Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет¹⁾

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Вахитовская от ВЛ 110 кВ Александровская 1 – Новоникольская	АО «Оренбургнефть», ПАО «Россети Волга»	2019	19,7 км
2	110 кВ	ВЛ 110 кВ Варшава-2 – Герасимовская. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Савельевская – Герасимовская на ПС 110 кВ Варшава-2 с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Савельевская – Варшава-2 и ВЛ 110 кВ Варшава-2 – Герасимовская	АО «Оренбургнефть»	2019	1,42 км
3	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Новотроицкая – Металекс	ООО «Металекс», ПАО «Россети»	2019	7 км
4	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Росташинская – Широкодольская	АО «Оренбургнефть»	2019	28,5 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
5	110 кВ	ВЛ 110 кВ Савельевская – Варшава-2. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Савельевская – Герасимовская на ПС 110 кВ Варшава-2 с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Савельевская – Варшава-2 и ВЛ 110 кВ Варшава-2 – Герасимовская	АО «Оренбургнефть»	2019	1,42 км
6	220 кВ	ВЛ 220 кВ Преображенская – Бузулукская. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Бузулукская – Сорочинская на ПС 500 кВ Преображенская с образованием двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Преображенская – Бузулукская и ВЛ 220 кВ Преображенская – Сорочинская	ПАО «Россети»	2019	1,16 км
7	220 кВ	ВЛ 220 кВ Преображенская – Сорочинская. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Бузулукская – Сорочинская на ПС 500 кВ Преображенская с образованием двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Преображенская – Бузулукская и ВЛ 220 кВ Преображенская – Сорочинская	ПАО «Россети»»	2019	1,18 км
8	500 кВ	ВЛ 500 кВ Газовая – Преображенская. Выполнение заходов ВЛ 500 кВ Красноармейская – Газовая на ПС 500 кВ Преображенская с образованием двух ЛЭП: ВЛ 500 кВ Красноармейская – Преображенская и ВЛ 500 кВ Газовая – Преображенская	ПАО «Россети»	2019	1,75 км
9	500 кВ	ВЛ 500 кВ Красноармейская – Преображенская. Выполнение заходов ВЛ 500 кВ Красноармейская – Газовая на ПС 500 кВ Преображенская с образованием двух ЛЭП: ВЛ 500 кВ Красноармейская – Преображенская и ВЛ 500 кВ Газовая – Преображенская	ПАО «Россети»	2019	1,6 км
10	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Донецко-Сыртовская – Рыбкинская	АО «Оренбургнефть»	2020	59,7 км
11	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ ММПС от ВЛ 110 кВ Ташлинская – Алексеевская с корректировкой диспетчерского наименования ЛЭП	ООО «Сладковско-Заречное», ПАО «Россети Волга»	2020	12,3 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
12	110 кВ	ВЛ 110 кВ Орская ТЭЦ-1 – ГПП-4 Гая. Строительство нового участка в обход территории складских помещений Гайского ГОК	ПАО «Россети Волга»	2020	6,55 км
13	110 кВ	Строительство новой отпайки на Светлинскую СЭС от ВЛ 110 кВ Светлинская – Озерная с изменением диспетчерского наименования ЛЭП	ПАО «Россети Волга», ООО «Авелар Солар Технолоджи»	2020	0,1 км
14	110 кВ	ВЛ 110 кВ Киндельская – Сладковская. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Киндельская – Ташлинская с отпайкой на ПС ММПС на ПС 110 кВ Сладковская с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Сладковская – Ташлинская и ВЛ 110 кВ Киндельская – Сладковская	ООО «Сладковско-Заречное», ПАО «Россети Волга»	2021	13,26 км
15	110 кВ	ВЛ 110 кВ Орская ТЭЦ-1 – Целинная № 2. Перезавод ВЛ 110 кВ Орская ТЭЦ-1 – Орская №2 с ПС 220 кВ Орская на ПС 220 кВ Целинная с переименованием ВЛ	ПАО «Россети Волга»	2021	1,12 км
16	110 кВ	ВЛ 110 кВ Орская ТЭЦ-1 – Целинная № 3. Перезавод ВЛ 110 кВ Орская ТЭЦ-1 – Орская №3 с ПС 220 кВ Орская на ПС 220 кВ Целинная с переименованием ВЛ	ПАО «Россети Волга»	2021	1,01 км
17	110 кВ	ВЛ 110 кВ Сакмарская СЭС – Новотроицкая. Перезавод ВЛ 110 кВ Орская – Новотроицкая с ПС 220 кВ Орская на Сакмарскую СЭС с переименованием ВЛ	ПАО «Россети Волга»	2021	3,55 км
18	110 кВ	ВЛ 110 кВ Сакмарская СЭС – Целинная. Перезавод ВЛ 110 кВ Сакмарская СЭС – НПЗ-2 с ПС 110 кВ НПЗ-2 на ПС 220 кВ Целинная с переименованием ВЛ	ПАО «Россети Волга»	2021	0,24 км
19	110 кВ	ВЛ 110 кВ Сладковская – Ташлинская. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Киндельская – Ташлинская с отпайкой на ПС ММПС на ПС 110 кВ Сладковская с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Сладковская – Ташлинская и ВЛ 110 кВ Киндельская – Сладковская	ПАО «Россети Волга», ООО «Сладковско-Заречное»	2021	13,27 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
20	110 кВ	ВЛ 110 кВ ТЭЦ Уралсталь – Целинная. Перезавод ВЛ 110 кВ Орская – ТЭЦ Уралсталь с ПС 220 кВ Орская на ПС 220 кВ Целинная с переименованием ВЛ	ПАО «Россети Волга»	2021	3,72 км
21	110 кВ	ВЛ 110 кВ Целинная – Заречная. Перезавод ВЛ 110 кВ Орская – Заречная с ПС 220 кВ Орская на ПС 220 кВ Целинная с переименованием ВЛ	ПАО «Россети Волга»	2021	3,82 км
22	110 кВ	ВЛ 110 кВ Целинная – КС-15 I цепь. Перезавод ВЛ 110 кВ Орская – КС-15 I цепь с ПС 220 кВ Орская на ПС 220 кВ Целинная с переименованием ВЛ	ПАО «Россети Волга»	2021	3,86 км
23	110 кВ	ВЛ 110 кВ Целинная – КС-15 II цепь с отпайкой на ПС Левобережная. Перезавод ВЛ 110 кВ Орская – КС-15 II цепь с отпайкой на ПС Левобережная с ПС 220 кВ Орская на ПС 220 кВ Целинная с переименованием ВЛ	ПАО «Россети Волга»	2021	3,86 км
24	110 кВ	ВЛ 110 кВ Целинная – Машзавод с отпайкой на ПС ЮУМЗ. Перезавод ВЛ 110 кВ Орская – Машзавод с отпайкой на ПС ЮУМЗ с ПС 220 кВ Орская на ПС 220 кВ Целинная с переименованием ВЛ	ПАО «Россети Волга»	2021	1,12 км
25	110 кВ	ВЛ 110 кВ Целинная – НПЗ. Перезавод ВЛ 110 кВ Орская – НПЗ с ПС 220 кВ Орская на ПС 220 кВ Целинная с переименованием ВЛ	ПАО «Россети Волга»	2021	0,49 км
26	110 кВ	ВЛ 110 кВ Целинная – ОЗТП I цепь с отпайкой на ПС Кумакский водозабор. Перезавод ВЛ 110 кВ Орская – ОЗТП I цепь с отпайкой на ПС Кумакский водозабор с ПС 220 кВ Орская на ПС 220 кВ Целинная с переименованием ВЛ	ПАО «Россети Волга»	2021	2,93 км
27	110 кВ	ВЛ 110 кВ Целинная – ОЗТП II цепь с отпайкой на ПС Кумакский водозабор. Перезавод ВЛ 110 кВ Орская – ОЗТП II цепь с отпайкой на ПС Кумакский водозабор с ПС 220 кВ Орская на ПС 220 кВ Целинная с переименованием ВЛ	ПАО «Россети Волга»	2021	2,93 км
28	110 кВ	ВЛ 110 кВ Целинная – Очистные II цепь с отпайками. Перезавод ВЛ 110 кВ Орская – Очистные II цепь с отпайками с ПС 220 кВ Орская на ПС 220 кВ Целинная с переименованием ВЛ	ПАО «Россети Волга»	2021	3,85 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
29	220 кВ	Перезавод в новое РУ 220 кВ ПС 220 кВ Орская ВЛ 220 кВ Орская – Кимперсай	ПАО «Россети»	2022	3,005 км
30	220 кВ	Перезавод в новое РУ 220 кВ ПС 220 кВ Орская ВЛ 220 кВ Орская – Актюбинская	ПАО «Россети»	2022	2,897 км
31	220 кВ	Спрявление и отсоединение ВЛ 220 кВ Ириклинская ГРЭС – Орская № 2 и ВЛ 220 кВ Орская – Новотроицкая от входного линейного портала ПС 220 Орская в связи с его демонтажем	ПАО «Россети	2022	0,48 км
32	220 кВ	Перезавод в новое РУ 220 кВ ПС 220 кВ Орская ВЛ 220 кВ Орская – Новотроицкая	ПАО «Россети»	2022	3 км
33	220 кВ	Объединение ВЛ 220 кВ Ириклинская ГРЭС – Орская № 2 и ВЛ 220 кВ Целинная – Орская, в связи с исключением из схемы ПС 220 Орская	ПАО «Россети»	2022	2,735 км
34	220 кВ	Реконструкции ВЛ 220 кВ Ириклинская ГРЭС – Новотроицкая №2 в пролете опор № 254–256	ПАО «Россети»	2022	0,49 км
35	110 кВ	ВЛ 110 кВ Державинская – Новый Поток. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Бузулукская – Державинская на ПС 110 кВ Новый Поток с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Державинская – Новый Поток и ВЛ 110 кВ Новый Поток – Твердиловская	ПАО «Россети Волга» ООО «Нефтяная Компания «Новый Поток»	2023	0,728 км
36	110 кВ	ВЛ 110 кВ Новый Поток. – Твердиловская. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Бузулукская – Державинская на ПС 110 кВ Новый Поток с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Державинская – Новый Поток и ВЛ 110 кВ Новый Поток – Твердиловская	ПАО «Россети Волга» ООО «Нефтяная Компания «Новый Поток»	2023	0,728 км

Примечание – ¹⁾ Наименования объектов электросетевого хозяйства приведены в данной таблице по состоянию на год их ввода в работу.

Таблица 6 – Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет¹⁾

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Установка трансформатора на Елшанской СЭС	ООО «Авелар Солар Технолджи»	2019	25 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Варшава-2	АО «Оренбургнефть»	2019	2×25 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
3	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Кувандыкская	ПАО «Россети Волга»	2019	2×25 МВА
4	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Металекс	ООО «Металекс»	2019	32 МВА
5	110 кВ	Установка трансформатора на Чкаловской СЭС	ООО «Авелар Солар Технолоджи»	2019	32 МВА
6	500 кВ	Строительство ПС 500 кВ Преображенская	ПАО «Россети»	2019	501 МВА
7	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ ММПС	ООО «Сладковско-Заречное»	2020	25 МВА
8	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Новосергиевская	ПАО «Россети Волга»	2020	25 МВА
9	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Рыбкинская	АО «Оренбургнефть»	2020	2×10 МВА
10	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Сельская	ПАО «Россети Волга»	2020	25 МВА
11	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ ГП-7	Южно-Уральский филиал ООО «Газпром энерго»	2021	25 МВА
12	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Сладковская	ООО «Сладковско-Заречное»	2021	2×25 МВА 25 Мвар
13	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Оренбургская	ПАО «Россети»	2021	40 МВА
14	110 кВ	Замена трансформатора на ТЭЦ Уралсталь	АО «Уральская Сталь»	2021	63 МВА
15	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Колганская	ЗАО «Преображенскнефть»	2022	2×6,3 МВА
16	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ ГП-7	Южно-Уральский филиал ООО «Газпром энерго»	2022	25 МВА
17	110 кВ	Замена трансформатора на Ириклинской ГЭС	Филиал «Ириклинская ГРЭС» АО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»	2022	25 МВА
18	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Новый Поток	ООО «Нефтяная Компания «Новый Поток»	2023	2×25 МВА

Примечание – ¹⁾ Наименования объектов электросетевого хозяйства приведены в данной таблице по состоянию на год их ввода в работу.

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 Оренбургской 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. В таблице 7 представлены данные по ТНВ в дни контрольных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 7 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2019	18.12.2019	-2,3
	19.06.2019	20,6
2020	16.12.2020	-12,2
	17.06.2020	22,0
2021	15.12.2021	-5,0
	16.06.2021	27,3
2022	21.12.2022	-9,7
	15.06.2022	21,0
2023	20.12.2023	-0,8
	21.06.2023	13,1

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

– для однотрансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного

трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{длн}$) нагрузочного трансформатора в нормальной схеме;

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

2.2.1.1 ПАО «Россети Волга»

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

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

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ Степная	110	Т-1	ТРДН-25000/110/10	115	25	2007	74,4	5,5781	5,03	5,24	5,47	5,56	6,4926	6,87	4,86	3,71	5,08	0
		10			10,5	25													
		110	Т-2	ТДН-40000-110/10 У1	115	40	2018	81,97	21,109	20,1	24,11	27,28	29,21	9,166	8,65	8,62	11,46	9,89	
		10			10,5	40													

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

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Степная	Т-1	ТРДН-25000/110/10	2007	74,4	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДН-40000-110/10 У1	2018	81,97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08

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

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам 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										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Степная	2023 / зима	34,77	ПС 110 кВ Степная	ООО «РЦ «Новосибирск»	03.07.2023	2330-004491/8130021970	2024	2,30	–	10	1,15	36,1	36,1	36,1	36,1	36,1	36,1

ПС 110 кВ Степная.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 34,77 МВА. При отключении наиболее мощного трансформатора (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-1) превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 11 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ $-0,8^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,12 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,325 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 34,77 + 1,325 + 0 - 0 = 36,1 \text{ МВА.}$$

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 ПС 110 кВ Степная, оставшегося в работе после отключения Т-2, на величину до 16 % (без ТП превышение до 11 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Степная ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае отключения наиболее мощного трансформатора (Т-2) на ПС 110 кВ Степная расчетный объем ГАО составит 4,85 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении наиболее мощного трансформатора (Т-2) рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 36,1 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора (Т-1) 1×25 МВА на 1×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

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

Предложения от сетевых организаций на территории Оренбургской 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 Оренбургской 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

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

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

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

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы

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

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

Таблица 11 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Оренбургской 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	Завод хромовых соединений	АО «НЗХС»	58,1	35,0	110	2025	ПС 220 кВ Новотроицкая
2	Особая экономическая зона промышленно-производственного типа «Оренбуржье»	АО «ОЭЗ ППТ «Оренбуржье»	0,0	24,0	10	2024 с поэтапным набором мощности до 2027	ПС 110 кВ Степная ПС 110 кВ Чебеньковская ПС 110 кВ Узловая-тяга ПС 110 кВ Чебеньки-тяга

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Оренбургской области на период 2025–2030 годов представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Оренбургской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	16408	16863	17242	17549	17879	18095	18148
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	455	379	307	330	216	53
Годовой темп прироста, %	–	2,77	2,25	1,78	1,88	1,21	0,29

Потребление электрической энергии по энергосистеме Оренбургской области прогнозируется на уровне 18148 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,59 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы Оренбургской области прогнозируется в 2025 году и составит 455 млн кВт·ч или 2,77 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2030 году и составит 53 млн кВт·ч или 0,29 %.

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

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



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

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

- развитием действующих промышленных предприятий, наибольший прирост потребления ожидается в металлургическом производстве на АО «Уральская Сталь» и в производстве нефтепродуктов на ПАО «Орскнефтеоргсинтез»;
- расширением производства Новотроицкого завода хромовых соединений и развитие ОЭЗ ППТ «Оренбуржье»;
- ростом потребления населением.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Оренбургской области на период 2025–2030 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Оренбургской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности, МВт	2398	2459	2512	2560	2604	2646	2657
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	61	53	48	44	42	11
Годовой темп прироста, %	–	2,54	2,16	1,91	1,72	1,61	0,42

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6842	6858	6864	6855	6866	6839	6830

Максимум потребления мощности энергосистемы Оренбургской области к 2030 году прогнозируется на уровне 2657 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,27 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 61 МВт или 2,54 %, наименьший годовой прирост мощности ожидается в 2030 году и составит 11 МВт или 0,42 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период останется таким же плотным, как и в отчетный период. Число часов использования максимума к 2030 году прогнозируется на уровне 6830 ч/год.

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

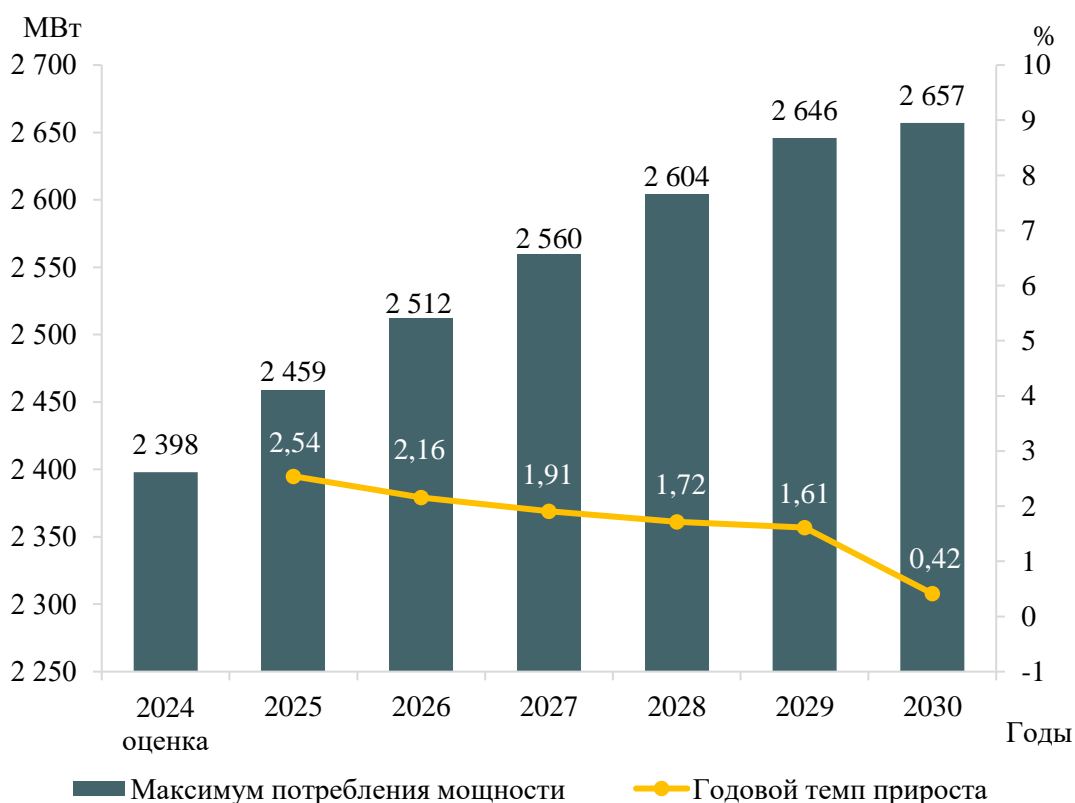


Рисунок 6 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Оренбургской области и годовые темпы прироста

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

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Оренбургской области в период 2025–2030 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в рамках реализации

мероприятий, подтвержденных результатами КОММод, в объеме 60 МВт на Ириклинской ГРЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Оренбургской области в 2030 году составит 3928,4 МВт. К 2030 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Оренбургской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Оренбургской области представлена в таблице 14. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Оренбургской области представлена на рисунке 7.

Таблица 14 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Оренбургской области, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	3868,4	3868,4	3898,4	3928,4	3928,4	3928,4	3928,4
ГЭС	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5
ТЭС	3475,9	3475,9	3505,9	3535,9	3535,9	3535,9	3535,9
СЭС	370,0	370,0	370,0	370,0	370,0	370,0	370,0

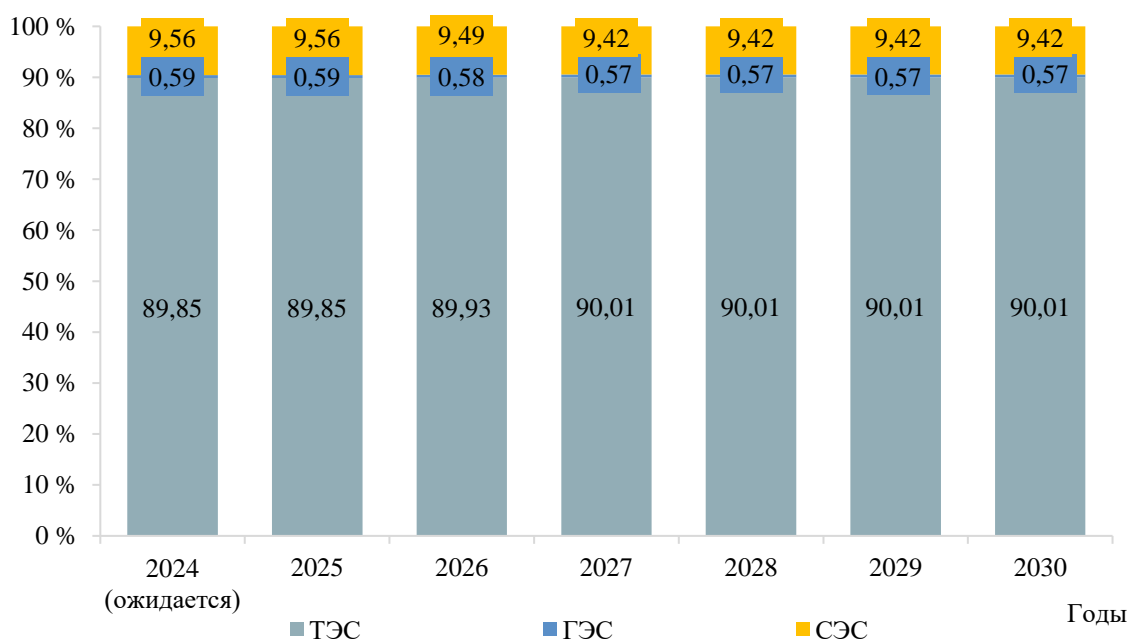


Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Оренбургской области

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

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы

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

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

В таблице 15 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 Оренбургская область.

Таблица 15 – 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 Оренбургской области

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год							Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
1	Строительство ПС 110 кВ Победа с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Волга»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «ОЭЗ ППТ «Оренбуржье»	АО «ОЭЗ ППТ «Оренбуржье»	–	24
	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Степная – Чебеньковская с отпайками до ПС 110 кВ Победа ориентировочной протяженностью 0,12 км		110	км	–	0,12	–	–	–	–	–	0,12				
	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Узловая-тяга – Чебеньки-тяга с отпайкой до ПС 110 кВ Победа ориентировочной протяженностью 0,095 км		110	км	–	0,095	–	–	–	–	–	0,095				

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

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

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 мероприятий, направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Реконструкция ПС 110 кВ Степная с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Волга»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

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 Оренбургской области, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию мероприятий представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [3]).

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

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

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

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

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Оренбургской области по годам представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Оренбургской области (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Итого за период 2024–2030 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	73	79	83	0	0	0	0	234

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 [4];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Оренбургской 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 [5] НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2024 год на территории Оренбургской области осуществляют свою деятельность 29 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Волга» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 69 % в суммарной НВВ сетевых организаций Оренбургской области) и АО «Оренбургкоммунэлектросеть» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 20 % в суммарной НВВ сетевых организаций Оренбургской 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 Оренбургской 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 2023 год в соответствии с:

- утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;
- бухгалтерской (финансовой) отчетностью;
- формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [6].

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

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2023 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;
- нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в

¹ Приказ Департамента Оренбургской области по ценам и регулированию тарифов от 26.12.2019 № 355-э/э и от 28.11.22 № 243-э/э.

амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

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

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

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 18.

Таблица 18 – 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	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	35 %	0 % – 35 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	12 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2024 год приказом Департамента Оренбургской области по ценам и регулированию тарифов от 22.04.2024 № 24-э/э «Об утверждении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

энергии по сетям Оренбургской области на 2024 год (с изменениями и дополнениями)» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в Оренбургской области, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³.

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

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

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2024 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Оренбургской 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 Оренбургской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Оренбургской области, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления электрической энергии, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2024 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозный уровень ПВВ и НВВ определен с учетом показателей соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности, заключенных между исполнительным органом субъекта Российской Федерации в области

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

государственного регулирования тарифов и территориальными сетевыми организациями на территории региона (далее – регуляторное соглашение), согласованных ФАС России не позднее даты утверждения последней актуальной (на момент разработки раздела) инвестиционной программы, при наличии такого регуляторного соглашения.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Инфляция (среднегодовая)	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	10 %	9 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Дополнительный рост единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в соответствии с регуляторным соглашением	–	–	–	–	–	–
Рост цен на газ	7 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	2,2 %	0,6 %	0,6 %	0,7 %	0,02 %	0,3 %

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

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

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

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

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

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Оренбургской области представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Оренбургской области (в млн руб. без НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	1886	2074	1959	1711	1731	1731
объем капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	65	69	–	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	2203	2845	2778	1814	1838	1838

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Оренбургской 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 21 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 21 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Оренбургской 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	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ПВВ	млрд руб.	20,2	22,2	23,5	24,6	25,4	26,4
НВВ	млрд руб.	20,5	21,8	22,6	22,7	22,9	23,0
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,3	-0,3	-0,9	-1,9	-2,6	-3,4
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,26	2,47	2,60	2,70	2,80	2,90
Среднегодовой темп роста	%	–	109	105	104	104	104

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,29	2,43	2,50	2,50	2,51	2,52
Среднегодовой темп роста	%	–	106	103	100	101	100
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,03	-0,04	-0,09	-0,21	-0,28	-0,38

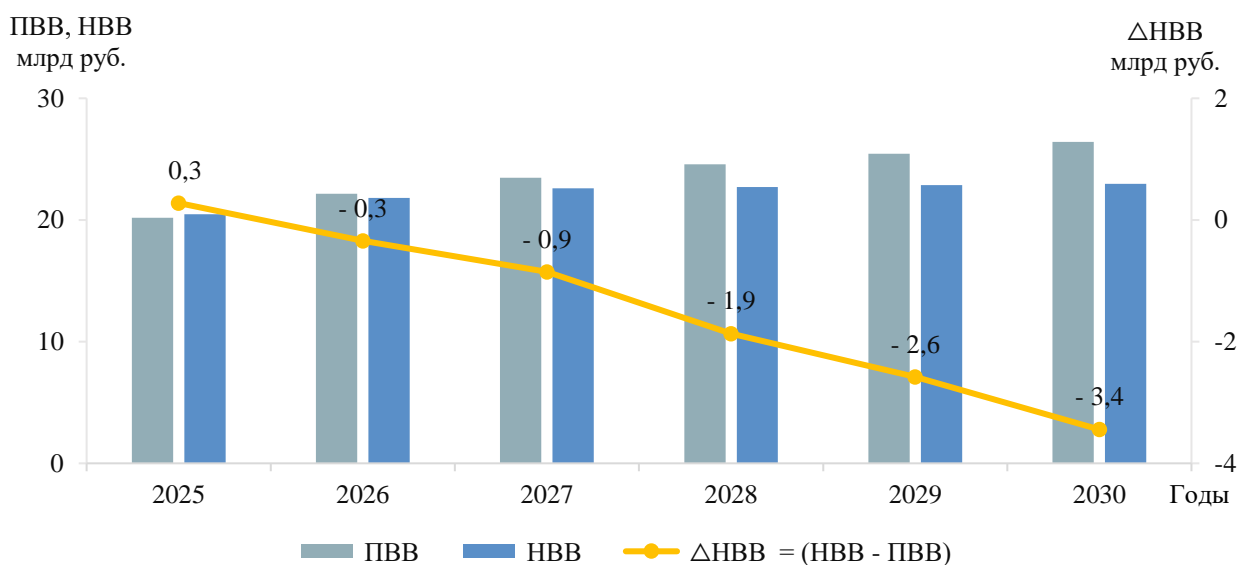


Рисунок 8 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Оренбургской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 21, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО Оренбургской 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 Оренбургской 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 2024 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1) и выявлена недостаточность выручки в период 2025-2027 годов в сценарии 2 и на всем рассматриваемом периоде в сценарии 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период наличия дефицита составляет 0,4–17,4 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 9.

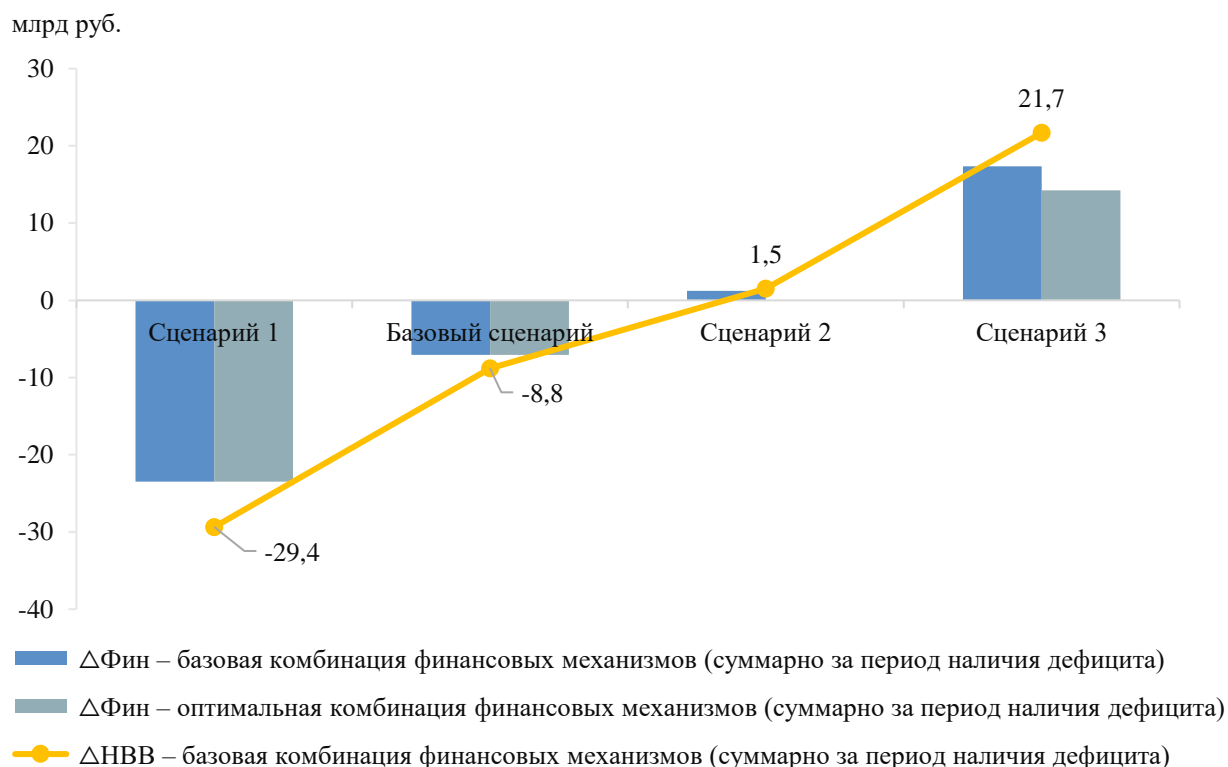


Рисунок 9 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на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

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период 2025–2030 годов)

Наименование	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	51 %	51 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	19 %	49 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %

Как видно из рисунка 9, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в сценарии 2 (таблица 22) за счет изменения финансовых механизмов. В наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2024 года) возможно снижение дефицита финансирования при значительных объемах бюджетного финансирования в прогнозных капитальных вложениях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Оренбургской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Оренбургской области в долгосрочной перспективе, скоординированного развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, в том числе была решена следующая задача:

- выполнен прогноз требуемого прироста генерирующих мощностей для удовлетворения потребности в электрической энергии, динамики развития существующего генерирующего оборудования;

- сформирован перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше.

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Оренбургской области оценивается в 2030 году в объеме 18148 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,59 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Оренбургской области к 2030 году прогнозируется на уровне 2657 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,27 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Оренбургской области в период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 6830–6866 ч/год.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Оренбургской области в период 2025–2030 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами КОММод, в объеме 60 МВт на ТЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Оренбургской области в 2030 году составит 3928,4 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Оренбургской области в рассматриваемый перспективный период, позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Оренбургской области.

Всего за период 2024–2030 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 0,215 км, трансформаторной мощности 90 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

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

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

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

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

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

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

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

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Энергосистема Оренбургской области													
Ириклинская ГЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»												
		3	РО-123-ВМ-200		7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	
		4	РО-123-ВМ-200		7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	
		5	РО-123-ВМ-200		7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	
Установленная мощность, всего		–	–		22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	
Орская ТЭЦ-1	ПАО «Т Плюс»												
		9	ПТ-65/75-130/13	Газ, мазут	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	
		10	ПТ-65/75-130/13		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	
		11	ПТ-65/75-130/13		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	195,0	195,0	195,0	195,0	195,0	195,0	195,0	195,0	
Сакмарская ТЭЦ	ПАО «Т Плюс»												
		1	ПТ-65-130/13	Газ, мазут	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	
		2	ПТ-65/75-130/13		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	
		4	Т-60/65-130		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		5	Т-110/120-130-4		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		6	Т-110/120-130-4		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0
Установленная мощность, всего		–	–	–	410,0	410,0	410,0	410,0	410,0	410,0	410,0	410,0	
Ириклинская ГРЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»												
		1	К-300-240	Газ, мазут	300,0	300,0	300,0	300,0	330,0	330,0	330,0	330,0	Модернизация в 2027 г.
		2	К-330-240-6МР		330,0	330,0	330,0	330,0	330,0	330,0	330,0	330,0	
		3	К-300-240		300,0	300,0	300,0	330,0	330,0	330,0	330,0	330,0	Модернизация в 2026 г.
		4	К-330-23,5-1Р		300,0	330,0	330,0	330,0	330,0	330,0	330,0	330,0	Перемаркировка 25.02.2024
		5	К-300-240		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	
		6	К-300-240		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	
		7	К-300-240		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	
		8	К-300-240		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
Установленная мощность, всего		–	–	–	2430,0	2460,0	2460,0	2490,0	2520,0	2520,0	2520,0	2520,0	
Каргалинская ТЭЦ	ПАО «Т Плюс»												
		2	Р-50-130/13	Газ	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		3	Р-50-130/13		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		4	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		5	Р-50-130/13		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	
ТЭЦ ПАО «Гайский ГОК»	ПАО «Гайский ГОК»												
		1	Р-6-35/5/1,2М	Газ, мазут	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	Р-6-3,4/0,1		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	Р-6-3,4/0,5-1		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		4	Р-6,9-3,4/0,5/0,12		6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
ТЭЦ АО «Уральская Сталь»	АО «Уральская Сталь»	1	АП-25-2	Газ природный, коксовый, доменный	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		2	Р-12-90/31		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	ВТ-25-4		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		4	ВПТ-50-2		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		5	ПТ-60-90/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		Установленная мощность, всего	–		–	–	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0
Медногорская ТЭЦ	ПАО «Т Плюс»	1	Р-4-12/1,2	Газ	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
Установленная мощность, всего	–	–	–	–	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
Переволоцкая СЭС	ООО «Авелар Солар Технолоджи»	–	ФЭСМ	–	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
Установленная мощность, всего	–	–	–	–	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
Сакмарская СЭС	АО «Солнечный ветер»	–	ФЭСМ	–	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
Установленная мощность, всего	–	–	–	–	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
Соль-Илецкая СЭС	ООО «Авелар Солар Технолоджи»	–	ФЭСМ	–	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
Установленная мощность, всего	–	–	–	–	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
Грачевская СЭС (Грачевская солнечная электростанция)	ООО «Бугульчанская СЭС»	–	ФЭСМ	–	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
Установленная мощность, всего	–	–	–	–	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
Плешановская СЭС (Плешановская солнечная электростанция)	ООО «Бугульчанская СЭС»	–	ФЭСМ	–	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
Установленная мощность, всего	–	–	–	–	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
Державинская СЭС	АО «Солнечный ветер»	–	ФЭСМ	–	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
Установленная мощность, всего	–	–	–	–	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
Оренбургская СЭС-5	АО «Солнечный ветер»	–	ФЭСМ	–	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
Установленная мощность, всего	–	–	–	–	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
Оренбургская СЭС	АО «Солнечный ветер»	–	ФЭСМ	–	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	
Установленная мощность, всего	–	–	–	–	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	
Сорочинская СЭС	АО «Солнечный ветер»	–	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	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Елшанская СЭС	ООО «Авелар Солар Технолоджи»			-									
		1 очередь	ФЭСМ		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		2 очередь	ФЭСМ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Установленная мощность, всего		-	-		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
Григорьевская СЭС	ООО «Авелар Солар Технолоджи»			-									
			ФЭСМ		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		Установленная мощность, всего			-	-	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Чкаловская СЭС	ООО «Авелар Солар Технолоджи»			-									
			ФЭСМ		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
		Установленная мощность, всего			-	-	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
Домбаровская СЭС	ООО «Авелар Солар Технолоджи»			-									
			ФЭСМ		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		Установленная мощность, всего			-	-	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
Новопереволоцкая СЭС	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
Новосергиевская СЭС	АО «Солнечный ветер»			-									
			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
Светлинская СЭС	АО «Солнечный ветер»			-									
		1 очередь	ФЭСМ		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
		2 очередь	ФЭСМ		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
Установленная мощность, всего		-	-		55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	

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 Оренбургской области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
1	Оренбургской области	Оренбургская область	Реконструкция ПС 110 кВ Степная с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Волга»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	234,04	234,04

Примечания

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

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