ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ НА 2024–2029 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА ОМСКОЙ ОБЛАСТИ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 6
1 Описание энергосистемы 7
1.1 Основные внешние электрические связи 7
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии 7
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей 8
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период 8
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде 10
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики 13
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) 13
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 13
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ 13
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 13
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям 16
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России 16
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше 16
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 17
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы 18
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности 18
3.2 Прогноз потребления электрической энергии 20

3.3 Прогноз потребления электрической мощности 21
3.4 Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования 22
4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы 24
4.1 Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше 24
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 Омской области 24
4.3 Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России 24
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 26
5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети 28
6 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию 29
7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети 30
7.1 Основные подходы 30
7.2 Исходные допущения 31
7.2.1 Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию)объектов электросетевого хозяйства 34
7.3 Результаты оценки тарифных последствий 35
7.4 Оценка чувствительности экономических условий 37
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 39
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ 40
ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации 41
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 43

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

ВИЭ	–	возобновляемые источники энергии
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ЗРУ	–	закрытое распределительное устройство
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
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
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы

Средний единый (котловой) тариф	–	средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
СЭС	–	солнечная электростанция
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ЦП	–	центр питания
ЭЭС	–	электроэнергетическая система (территориальная)
$S_{ддн}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{ном}$	–	номинальная полная мощность
$U_{ном}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Омской области за период 2018–2022 годов. За отчетный принимается 2022 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Омской области на каждый год перспективного периода (2024–2029 годов).

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

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

– мероприятия, направленные на исключение ввода ГАО в электрической сети;

– 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 Омской области входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Омское РДУ и обслуживает территорию Омской области.

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

– филиал ПАО «Россети» – Западно-Сибирское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Алтайского края, Новосибирской и Омской областей;

– филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110 кВ на территории Омской области.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Омской области связана с энергосистемами:

– Новосибирской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Новосибирское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., КВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 2 шт. (каждая из которых пересекает границу Республики Казахстан), ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

– Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов (Филиал АО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 3 шт. (по сети 110 кВ выполнены нормальные разделы на ПС 110 кВ Усть-Ишим, ПС 110 кВ Майка, ПС 110 кВ Новоандреевская);

– Республики Казахстан (АО «KEGOC»): ВЛ 500 кВ – 3 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт. (по сети 110 кВ выполнены нормальные разделы на ПС 110 кВ Юбилейная).

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Омской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
АО «Газпромнефть-ОНПЗ»	231,0
ОАО «РЖД»	210,0
Более 50 МВт	
–	–
Более 10 МВт	
АО «Омский каучук»	44,0
АО «Омскшина»	27,0
АО «Омсктрансмаш»	28,0
АО «Омскводоканал»	17,0

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Омской области на 01.01.2023 составила 1661,2 МВт, в том числе: ТЭС – 1601,2 МВт, СЭС – 60,0 МВт.

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

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

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

Наименование	На 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	1661,2	–	–	–	–	1661,2
ТЭС	1601,2	–	–	–	–	1601,2
ВИЭ – всего	60,0	–	–	–	–	60,0
СЭС	60,0	–	–	–	–	60,0

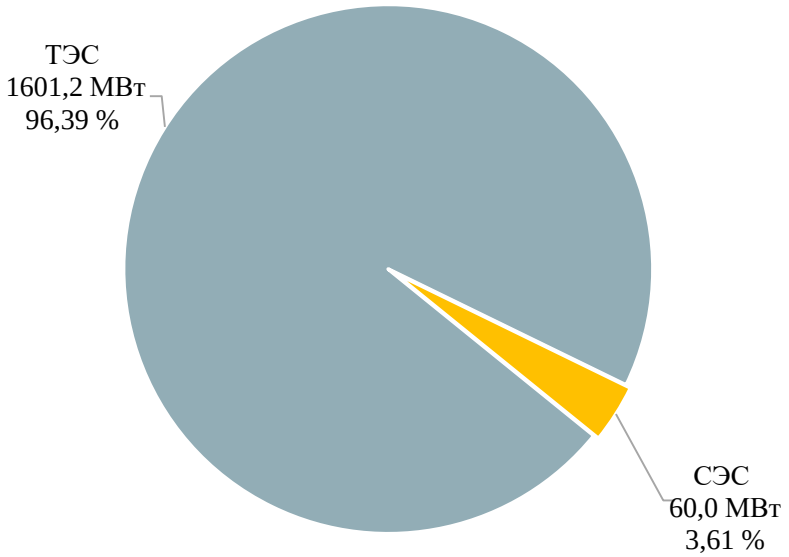

Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Омской области по состоянию на 01.01.2023

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

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

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

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	11015	10681	10350	10976	11108
Годовой темп прироста, %	1,92	-3,03	-3,10	6,05	1,20
Максимум потребления мощности, МВт	1791	1776	1694	1775	1801
Годовой темп прироста, %	0,28	-0,84	-4,62	4,81	1,44
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6150	6014	6110	6182	6168
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	26.01 07:00	08.02 08:00	03.12 07:00	12.02 08:00	08.12 08:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-28,9	-31,6	-18,5	-26	-21,9

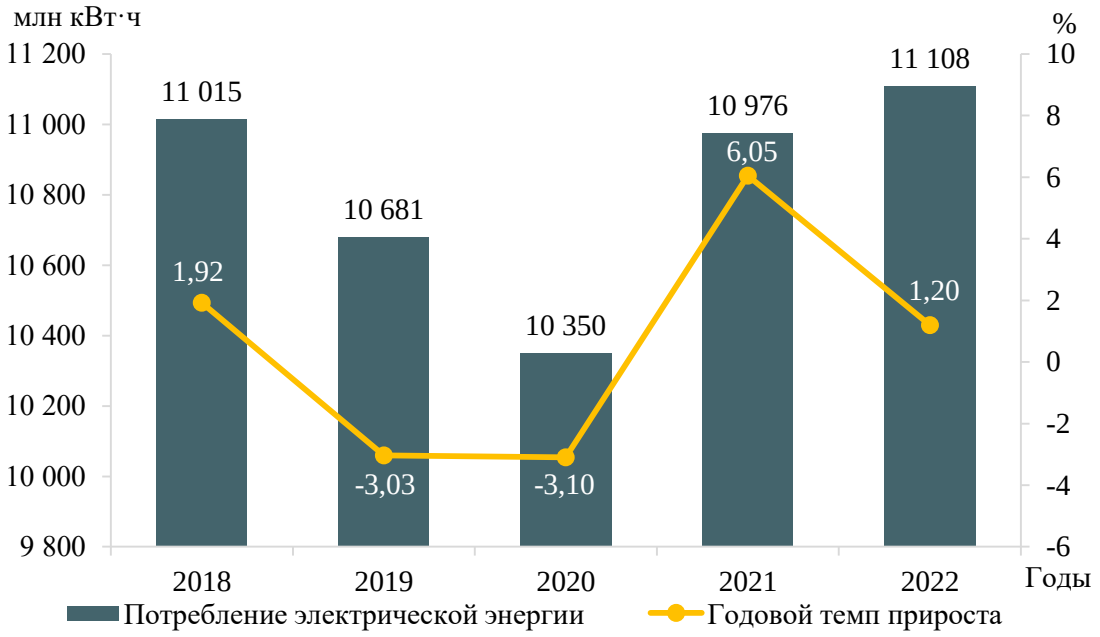

Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Омской области и годовые темпы прироста

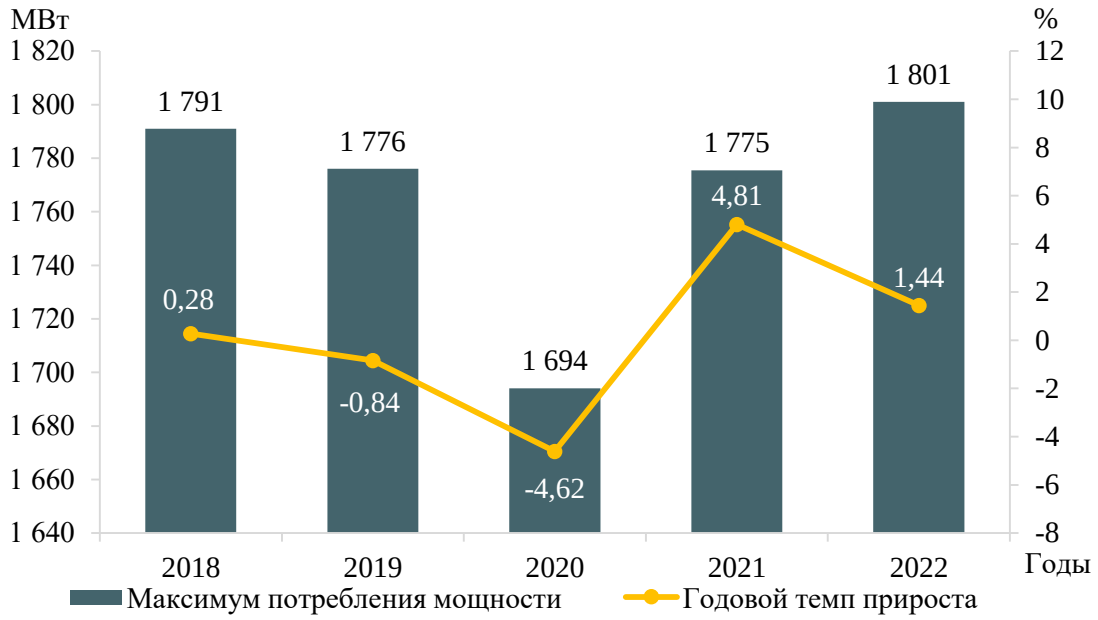

Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Омской области и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Омской области увеличилось на 301 млн кВт·ч и составило в 2022 году 11108 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,55 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 6,05 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 3,10 %.

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Омской области увеличился на 15 МВт и составил 1801 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,17 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 4,81 % в 2021 году, что связано с отменой ковидных ограничений и восстановлением производства; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2020 году и составило 4,62 %, что было обусловлено ТНВ теплой зимы в период прохождения максимума потребления мощности и антиковидными ограничениями.

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

– введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;

– увеличением потребления предприятиями обрабатывающих производств, в большем объеме нефтеперерабатывающим заводом АО «Газпромнефть-ОНПЗ»;

– разнонаправленными тенденциями потребления объектами железнодорожного транспорта.

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

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Омской области приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического

оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Омской области приведен в таблице 5.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Октябрьская с отпайками протяженностью 0,28 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	2018	0,28 км
2	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Съездовская с отпайками протяженностью 0,27 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	2018	0,27 км
3	220 кВ	Строительство захода ВЛ 220 кВ Ульяновская – Московка (Д-15) на ПС 500 кВ Восход протяженностью 2,26 км с образованием КВЛ 220 кВ Восход – Московка и КВЛ 220 кВ Восход – Ульяновская	ПАО «Россети»	2018	2,62 км
4	220 кВ	Строительство захода ВЛ 220 кВ Омская ТЭЦ-4 – Татарская (246) на ПС 500 кВ Восход протяженностью 0,31 км с образованием КВЛ 220 кВ Омская ТЭЦ-4 – Восход и КВЛ 220 кВ Восход – Татарская	ПАО «Россети»	2018	0,31 км
5	220 кВ	Строительство захода ВЛ 220 кВ Ульяновская – Московка (Д-15) на ПС 500 кВ Восход протяженностью 15,77 км с образованием КВЛ 220 кВ Восход – Московка и КВЛ 220 кВ Восход – Ульяновская	ПАО «Россети»	2018	15,77 км
6	220 кВ	Строительство захода ВЛ 220 кВ Омская ТЭЦ-4 – Татарская (246) на ПС 500 кВ Восход протяженностью 10,63 км с образованием КВЛ 220 кВ Омская ТЭЦ-4 – Восход и КВЛ 220 кВ Восход – Татарская	ПАО «Россети»	2018	10,63 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Сургутская с заменой трансформатора 110/35 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	2018	1×25 МВА
2	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Ароматика с заменой трансформатора 220/6/6 кВ мощностью 63 МВА на трансформатор 220/6/6 кВ мощностью 63 МВА	АО «Газпромнефть-ОНПЗ»	2018	1×63 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
3	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Нефтезаводская с заменой трансформатора 220/6/6 кВ мощностью 63 МВА на трансформатор 220/6/6 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети»	2018	1×63 МВА
4	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Тара с установкой ШР мощностью 25 Мвар	ПАО «Россети Сибирь»	2021	1×25 Мвар
5	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Сосновская с установкой секционного выключателя 110 кВ	ПАО «Россети Сибирь»	2022	х

2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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

На территории Омской 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

Предложения сетевых организаций по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ на территории Омской области отсутствуют.

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

2.2.2.1 ПАО «Россети Сибирь»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Сибирь» по строительству и(или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО.

В таблице 6 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 7 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 8 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 6 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	$U_{ном}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{ном}$, МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ Кировская	110/35/10	1Т	ТДТН-25000/110 УХЛ1	115/38,5/11	25	2020	98	12,69	14,73	12,41	12,51	11,77	8,95	8,91	8,99	8,25	8,44	0,00
			2Т	ТРДН-25000/110/10	115/10,5/10,5	25	1976	95	16,09	15,47	14,02	15,31	16,35	8,91	9,49	6,12	10,24	8,82	

Таблица 7 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Кировская	1Т	ТДТН-25000/110УХЛ1	2020	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		2Т	ТРДН-25000/110/10	1976	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 8 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Кировская	2019	30,20	ПС 110 кВ Кировская	ООО «Сибирские колбасы»	722/21	09.07.2021	2024	3,4	1,10	10	1,70	32,16	32,16	32,16	32,16	32,16	32,16
				ПС 110 кВ Кировская	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	0,61	0,20	–	0,06						

ПС 110 кВ Кировская.

Согласно данным в таблицах 6, 7, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2019 года и составила 30,20 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора 1Т (2Т) загрузка оставшегося в работе трансформатора 2Т (1Т) составит 100,67 % (96,64 %) от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора 2Т и не превышает $S_{ддн}$ трансформатора 1Т.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [1] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора 2Т (1Т) при ТНВ -12,5 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,200 (1,250).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,01 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,96 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 на 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 [2].

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 30{,}20 + 1{,}96 + 0 - 0 = 32{,}16 \text{ МВА}.$$

Таким образом, в ПАР отключения одного трансформатора 1Т (2Т) загрузка оставшегося в работе трансформатора 2Т (1Т) составит 107,19 % (102,90 %) от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кировская ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора 1Т (2Т) на ПС 110 кВ Кировская расчетный объем ГАО составит 2,16 МВА (0,91 МВА).

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 32,16 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.

В соответствии с информацией, предоставленной сетевой организацией, согласно Заключению по результатам комплексного обследования строительных конструкций здания ОПУ, ЗРУ ПС 110 кВ Кировская от 5 сентября 2015 года и Акту

комплексного обследования и оценки состояния оборудования ПС 110 кВ Кировская от 27 февраля 2020 года было выявлено неудовлетворительное состояние следующего оборудования:

– выключатели 10–110 кВ;

– силовой трансформатор 1Т (ТРДН-25000/110) (заменен в 2020 году);

– КУ-1сш, КУ-2сш;

– металлические детали ячеек 10 кВ;

– здание ОПУ, ЗРУ-10;

– фундамент под оборудованием (силовыми трансформаторами, порталами 110 кВ).

Учитывая вышеизложенное, сетевая организация предлагает к реализации альтернативное техническое решение – строительство ПС 110 кВ Семиреченская с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА взамен ПС 110 кВ Кировская (с переводом на нее всей нагрузки ПС 110 кВ Кировская).

В соответствии с данными, полученными от ПАО «Россети Сибирь», величина капитальных затрат на реализацию мероприятий по комплексной реконструкции ПС 110 кВ Кировская с заменой трансформаторов 1Т 110/35/10 кВ и 2Т 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый в ценах по состоянию на 2027 год составляет 644,41 млн рублей с НДС, а на реализацию мероприятий по строительству ПС 110 кВ Семиреченская с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый – 643,54 млн рублей с НДС.

Таким образом, для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется строительство ПС 110 кВ Семиреченская с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый, как наиболее экономичный.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

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

Предложения сетевых организаций по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям на территории Омской 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

ПС 500 кВ Таврическая, ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая, ВЛ 500 кВ Курган – Таврическая.

В настоящее время электрические связи между ОЭС Сибири и ОЭС Урала представлены линиями электропередачи, проходящими по территории Республики Казахстан, транзитом 500 кВ Курган – Витязь – Восход и нормально разомкнутым двухцепным транзитом 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – ПС 220 кВ Советско-Соснинская – ПС 220 кВ Парабель – ПС 500 кВ Томская.

В целях повышения энергобезопасности Российской Федерации целесообразно усиление электрических связей между ОЭС Сибири и ОЭС Урала по территории Российской Федерации за счет строительства ВЛ 500 кВ Курган – Таврическая и ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая, а также расширения РУ 500 кВ ПС 1150 кВ Алтай с установкой четырех шунтирующих реакторов 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый (4×ШР 180 Мвар) для ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая и расширения РУ 500 кВ ПС 500 кВ Таврическая с установкой четырех шунтирующих реакторов 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый (4×ШР 180 Мвар) для ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая и ВЛ 500 кВ Курган – Таврическая.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2028 год.

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

Потребность в реализации 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, не выявлена.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы

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

В таблице 9 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Омской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 9 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Омской 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	Особая экономическая зона промышленно-производственного типа «Авангард»	АО «ОЭЗ ППТ «Авангард»	0	19,5	10	2023	ПС 110 кВ Пластмасс (ГПП-1)

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Омской области на период 2024–2029 годов представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Омской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	11147	11473	11599	11693	11728	11814	12013
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	326	126	94	35	86	199
Годовой темп прироста, %	–	2,92	1,10	0,81	0,30	0,73	1,68

Потребление электрической энергии по энергосистеме Омской области прогнозируется на уровне 12013 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,13 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 326 млн кВт·ч или 2,92 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2027 году и составит 35 млн кВт·ч или 0,30 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Омской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 9.

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

Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Омской области и годовые темпы прироста

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

– развитием действующих промышленных потребителей;
– увеличением объемов жилищного строительства;
– ростом потребления в домашних хозяйствах.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Омской области на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Омской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1827	1890	1897	1904	1910	1918	1956
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	63	7	7	6	8	38
Годовой темп прироста, %	–	3,45	0,37	0,37	0,32	0,42	1,98
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6101	6070	6114	6141	6140	6160	6142

Максимум потребления мощности энергосистемы Омской области к 2029 году прогнозируется на уровне 1956 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,19 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 63 МВт или 3,45 %; наименьший прирост мощности ожидается в 2027 году и составит 6 МВт или 0,32 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы разуплотненный и в прогнозный период останется на том же уровне, что и в отчетный период. Число часов использования максимума к 2029 году прогнозируется на уровне 6142 ч/год.

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

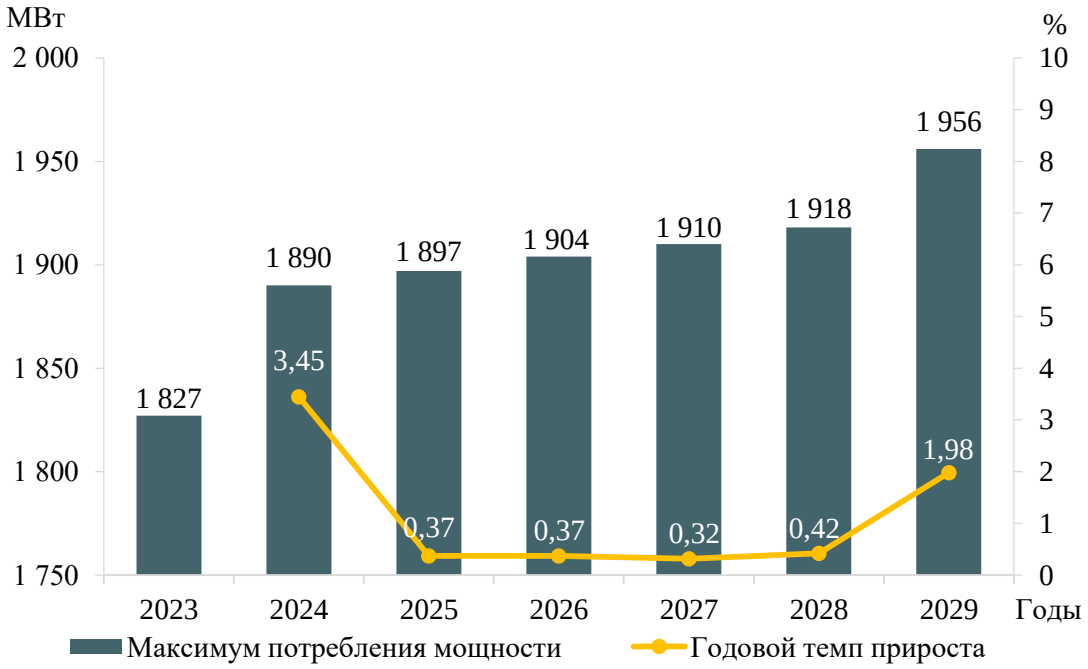

Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Омской области и годовые темпы прироста

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

Изменений установленной мощности за счет ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации и проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Омской области в период 2024–2029 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Омской области в 2029 году сохранится на уровне отчетного года и составит 1661,2 МВт. К 2029 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Омской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Омской области представлена в таблице 12. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Омской области представлена на рисунке 6.

Таблица 12 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Омской области, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Всего	1661,2	1661,2	1661,2	1661,2	1661,2	1661,2	1661,2
ТЭС	1601,2	1601,2	1601,2	1601,2	1601,2	1601,2	1601,2
ВИЭ – всего	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
СЭС	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0

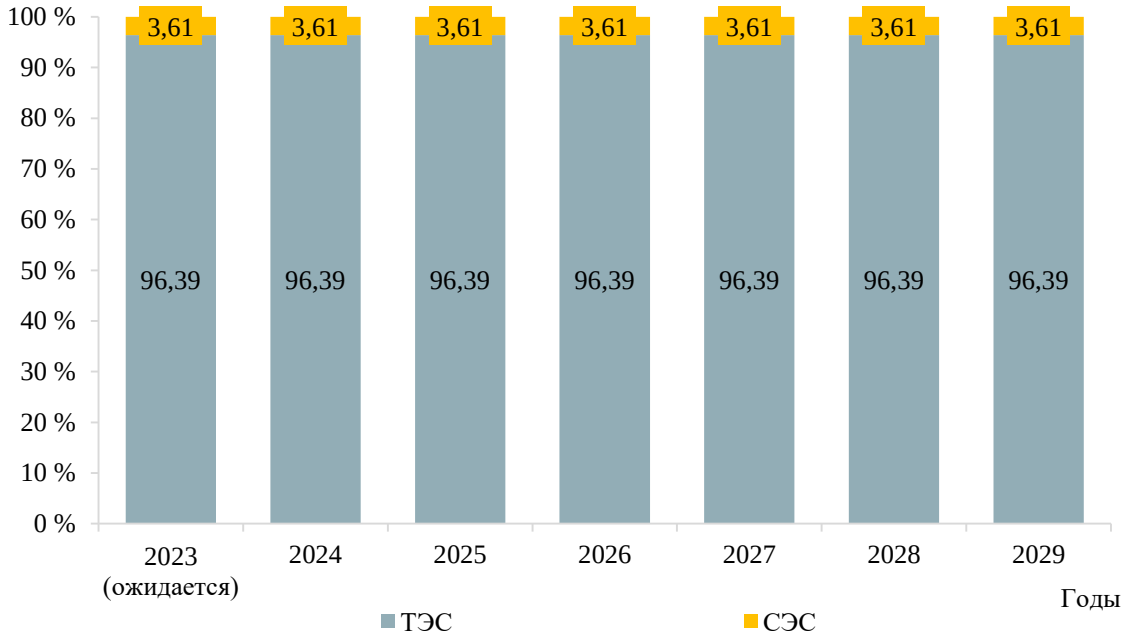

Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Омской области

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

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы

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

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

Реализуемые и перспективные мероприятия 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 Омской области отсутствуют.

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 13.

Таблица 13 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Строительство ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая ориентировочной протяженностью 770 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	770	–	770	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
2	Реконструкция ПС 500 кВ Таврическая с установкой четырех ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый для ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая и ВЛ 500 кВ Курган – Таврическая	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	–	–	4×180	–	720	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
3	Строительство ВЛ 500 кВ Курган – Таврическая ориентировочной протяженностью 600 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	600	–	600	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

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 и выше по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Строительство ПС 110 кВ Семиреченская с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый (взамен ПС 110 кВ Кировская)	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности

5 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 проектов по развитию электрической сети Омской 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 проектов представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию проектов определены на основании:

1) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 16.12.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) утвержденных приказом Минэнерго России от 27.12.2022 № 37@ изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28.12.2021 № 35@;

3) исходных данных, предоставленных ПАО «Россети Сибирь» письмом от 03.08.2023;

4) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [3]).

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

– сценарных условий функционирования экономики Российской Федерации и основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликованы 14.04.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

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

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

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

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

– Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [4];

– Методических указаний по проектированию развития энергосистем [2].

7.1 Основные подходы

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

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

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

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

Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2023 год на территории Омской области осуществляют свою деятельность 21 сетевая организация. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Сибирь» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 75 % в суммарной НВВ сетевых организаций Омской области) и АО «Омскэлектро» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 19 % в суммарной НВВ сетевых организаций Омской 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 Омской 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 [2];

– 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 [2], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети»;

– затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети»;

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

7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанная на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2022 год в соответствии с:

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

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

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

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

– бухгалтерской (финансовой) отчетностью;

– формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 21.01.2004 № 24.

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов[1], и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и

[1] Приказ Региональной энергетической комиссии Омской области от 28.11.2022 № 527/67.

капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

– нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2022 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;

– нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы[2], 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 непревышения совокупного объема заемных средств в размере 3,5×EBITDA в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам принята в размере 9,5 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 26 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

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

[2] Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	26 %	0 % – 26 % от размера чистой прибыли
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	9,5 %	8 % – 9,5 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2023 год приказом Региональной энергетической комиссии Омской области от 28.11.2022 № 526/67 (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Омской области, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации[3].

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [2], определены как разница между фактической НВВ за 2022 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [2] на основании фактических данных за 2022 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» определены на основании фактических данных за 2022 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2023 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Омской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

[3] Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации и основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликованы 14.04.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

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

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2023 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	3 %	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Темп роста экономически обоснованного единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии Омской области по тарифному решению	3 %	5 %	5 %	5 %	4 %	4 %
Рост цен на уголь	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	1,6 %	1,1 %	0,8 %	0,3 %	0,8 %	0,1 %

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

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

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

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

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

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

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Омской области представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Омской области (в млн руб. без НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	1500	1564	1984	1854	675	675
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	–	179	179	179	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	1371	1832	1676	2459	844	844

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Омской 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 18 и на рисунке 7.

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

Таблица 18 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Омской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Наименование	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ПВВ	млрд руб.	10,4	11,0	11,6	12,2	12,6	13,1
НВВ	млрд руб.	10,9	11,4	12,3	12,6	11,8	11,6
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,5	0,4	0,8	0,5	-0,8	-1,4
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,5	1,6	1,6	1,7	1,8	1,8
Среднегодовой темп роста	%	–	*105*	*104*	*105*	*103*	*103*
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,6	1,6	1,7	1,8	1,7	1,6
Среднегодовой темп роста	%	–	*103*	*107*	*102*	*92*	*99*
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,1	0,1	0,1	0,1	-0,1	-0,2

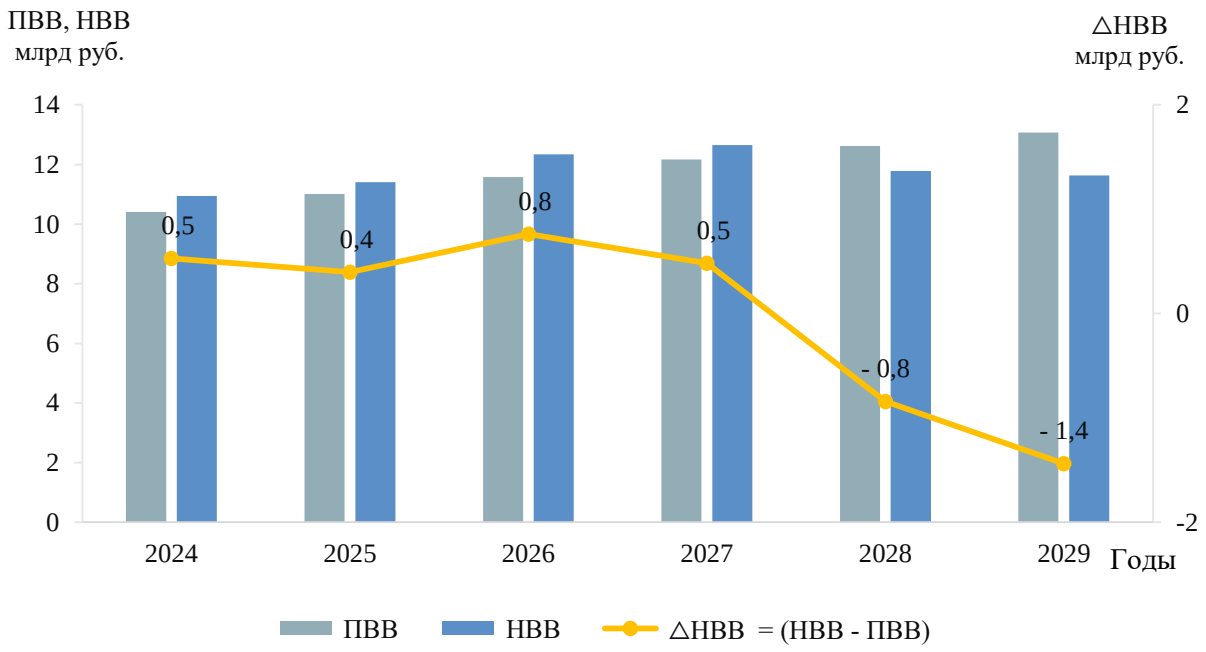

Рисунок 7 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Омской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 18, в прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ТСО Омской 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 Омской 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 2023 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1) и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2, 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях в среднем за 2024–2029 годы составляет 0,7 и 1,4 млрд руб. в год соответственно. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 8.

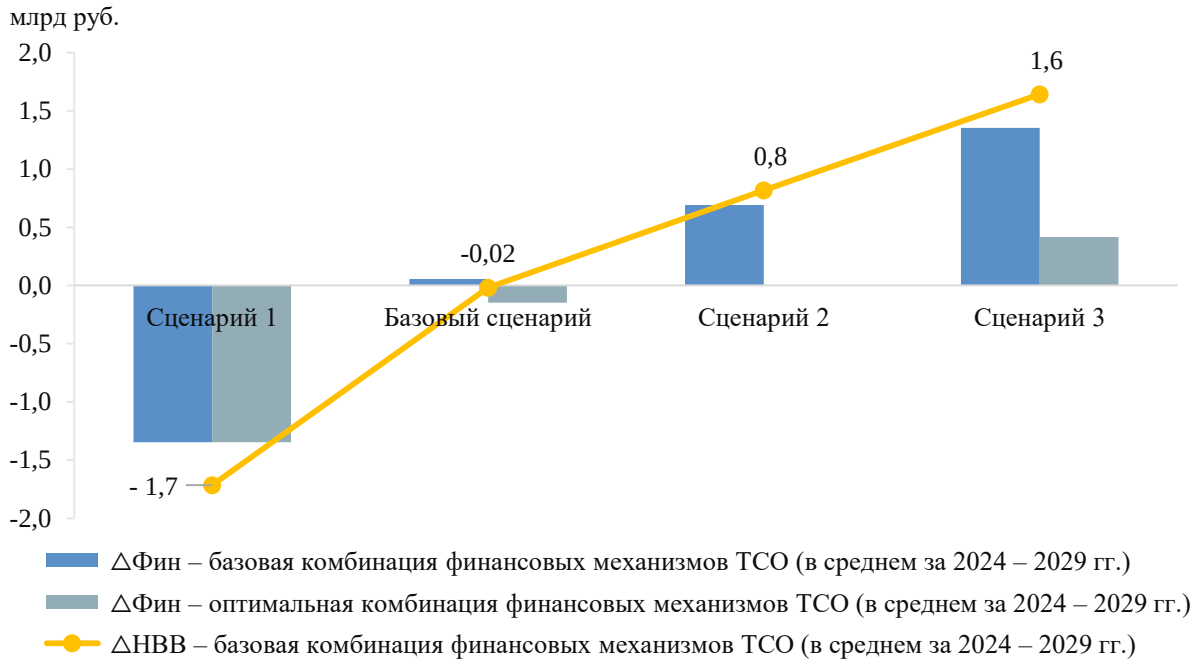

Рисунок 8 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на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

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период)

Наименование	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	19 %	20 %	20 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	42 %	64 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	22 %	0 %	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	9,5 %	8 %	8 %

Как видно из рисунка 8, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в Базовом сценарии и сценарии 2 за счет изменения финансовых механизмов (таблица 19). В наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2023 года) определено снижение дефицита финансирования за счет увеличения доли бюджетного финансирования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Омской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Омской 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 Омской области оценивается в 2029 году в объеме 12013 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,13 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Омской области к 2029 году увеличится и составит 1956 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,19 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Омской области в период 2024–2029 годов прогнозируется в диапазоне 6070–6160 ч/год.

Изменений установленной мощности за счет ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации и проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Омской области в период 2024–2029 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Омской области в 2029 году составит 1661,2 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Омской области в рассматриваемый перспективный период.

Всего за период 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 1370 км, трансформаторной мощности 30,0 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: http://www.consultant.ru/ (дата обращения: 24.08.2023).

2. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055 (дата обращения: 24.08.2023).

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 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. – Текст : электронный. – URL: http://www.consultant.ru/ (дата обращения: 24.08.2023).

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: http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202301230025 (дата обращения: 24.08.2023).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2029 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Энергосистема Омской области													
Омская ТЭЦ-3	АО «ТГК-11»			Газ, мазут									
		9	ПТ-60-90/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		10	Т-120/130-12,8		120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	
		11	ПТ-60/65-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		12	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		13	Р-60-130-1		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		1, 2, 3	ПГУ		85,2	85,2	85,2	85,2	85,2	85,2	85,2	85,2	
Установленная мощность, всего		–	–	–	445,2	445,2	445,2	445,2	445,2	445,2	445,2	445,2	
Омская ТЭЦ-4	АО «ТГК-11»			Мазут, уголь									
		4	Р-50-130/15		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		6	Т-100/120-130-2		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		7	Т-100/120-130-2		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		9	ПТ-135/165-130/15		135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	385,0	385,0	385,0	385,0	385,0	385,0	385,0	385,0	
Омская ТЭЦ-5	АО «ТГК-11»			Мазут, уголь									
		1	ПТ-98/108-12,8/1,28		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		2	ПТ-98/110-130/13-1М		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		3	Т-175/210-130		175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	
		4	Т-175/210-130		175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	
		5	Т-185/210-130		185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	735,0	735,0	735,0	735,0	735,0	735,0	735,0	735,0	
ТЭС Омсктехуглерод	ООО «Омсктехуглерод»			Газ									
		1	П-6-1,2/0,5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	П-6-1,2/0,5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	П-6-1,2/0,5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
ТЭС Омскшина	ПАО «Омскшина»			Газ									
		1	Р-6-35/10м-1		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	Р-6-35/10м-1		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
ТЭС Теплогенерирующий Комплекс	ООО «Теплогенерирующий Комплекс»			Газ									
		1	G3520E		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		2	G3520E		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		3	G3520E		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Нововаршавская 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	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Русско-Полянская 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	

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 Омской области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
1	Омской области	Омская область	Реконструкция ПС 500 кВ Таврическая с установкой четырех ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый для ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая и ВЛ 500 кВ Курган – Таврическая	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	–	–	4×180	–	720	2028[3)]	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	2737,48	2737,48
2	Республики Алтай и Алтайского края, Омской области, Новосибирской области	Омская область	Строительство ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая ориентировочной протяженностью 770 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	770	–	770	2028[3)]	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	45361,77	45361,77
3	Курганской области, Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, Омской области (ОЭС Сибири)	Омская область	Строительство ВЛ 500 кВ Курган – Таврическая ориентировочной протяженностью 600 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	600	–	600	2028[3)]	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	38240,16	38240,16

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
4	Омской области	Омская область	Строительство ПС 110 кВ Семиреченская с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый (взамен ПС 110 кВ Кировская)	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2027	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	643,54	643,54

Примечания

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

2 [2)] Планируемый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, определенный на основании проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, которые утверждаются уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России, с учетом решений согласительных совещаний по проектам инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.

3 [3)] 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.