

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ  
НА 2023–2028 ГОДЫ

ОМСКАЯ ОБЛАСТЬ

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	8
1 Описание энергосистемы .....	9
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Омской области.....	9
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии .....	9
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей .....	10
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет.....	11
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет.....	13
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики .....	15
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	15
2.2 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	15
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	15
2.2.2 Предложения по строительству и(или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже .....	19
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	19
2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия .....	20
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше.....	20
2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ .....	20
2.3.3 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных проектов 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 .....	26
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы .....	27
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, реализуемых в энергосистеме Омской области и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.....	27
3.2	Прогноз потребления электрической энергии .....	29
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	30
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	31
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы .....	33
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	33
4.2	Перечень реализуемых и перспективных проектов 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.....	33
4.3	Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия .....	33
4.4	Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	35
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	37
6	Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	38
	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 проектов 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)
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -36 °С; Макс зима 0,92	–	зимний режим максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения – минус 36 °С
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -5 °С; Макс зима МУ	–	зимний режим максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем – минус 5 °С
зимний режим минимальных нагрузок при ТНВ -36 °С; Мин зима 0,92	–	зимний режим минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения – минус 36 °С

зимний режим минимальных нагрузок при ТНВ -5 °С; Мин зима МУ	–	зимний режим минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем – минус 5 °С
ЗРУ	–	закрытое распределительное устройство
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +19 °С; Макс лето	–	летний режим максимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 19 °С
летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +30 °С; ПЭВТ	–	летний режим максимальных нагрузок (период экстремально высоких температур) – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены температуры воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения, кратного 5 °С – плюс 30 °С
летний режим минимальных нагрузок при ТНВ +19 °С; Мин лето	–	летний режим минимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 19 °С
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МЭС	–	магистральные электрические сети
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПАР	–	послеаварийный режим
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
СЭС	– солнечная электростанция
Т	– трансформатор
ТНВ	– температура наружного воздуха
ТП	– технологическое присоединение
ТУ	– технические условия
ТЭС	– тепловая электростанция
ТЭЦ	– теплоэлектроцентраль
УНЦ	– укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
$S_{\text{ддн}}$	– 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 Омской области за период 2017–2021 годов. За отчетный принимается 2021 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 (2023–2028 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 2028 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Омской области на период до 2028 года, в том числе:

- мероприятия, направленные на исключение ввода ГАО в электрической сети;
- перечень реализуемых и перспективных проектов 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 проектов по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.



## **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 энергосистемы Омской области**

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 2021 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»	213
ОАО «РЖД»	202
Более 20 МВт	
АО «Омский каучук»	60
АО «Омскшина»	33
АО «Омсктрансмаш»	22
ООО «Омсктехуглерод»	22
АО «Государственный Космический научно-производственный центр имени М. В. Хруничева» («Производственное объединение «Полет-филиал АО «ГКНПЦ имени М.В. Хруничева»)	22

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

Установленная мощность электростанций энергосистемы Омской области на 01.01.2022 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 2021 год приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

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

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	1631,2	30,0	–	–	–	1661,2
ТЭС	1601,2	–	–	–	–	1601,2
ВИЭ всего	30,0	30,0	–	–	–	60,0
СЭС	30,0	30,0	–	–	–	60,0

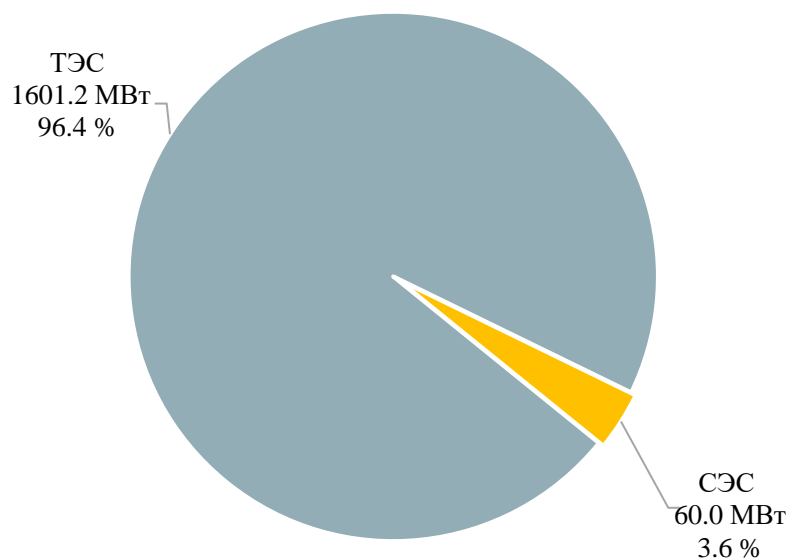


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Омской области по состоянию на 01.01.2022

#### 1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет

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

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

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	10807	11015	10681	10350	10976
Годовой темп прироста, %	-0,51	1,92	-3,03	-3,10	6,05
Максимум потребления мощности, МВт	1786	1791	1776	1694	1775
Годовой темп прироста, %	-1,76	0,28	-0,84	-4,62	4,81
Число часов использования максимума потребления мощности	6051	6150	6014	6110	6182
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (мск), дд.мм/чч:мм	19.12 08:00	26.01 07:00	08.02 08:00	03.12 07:00	12.02 08:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-22,7	-28,9	-31,6	-18,5	-26

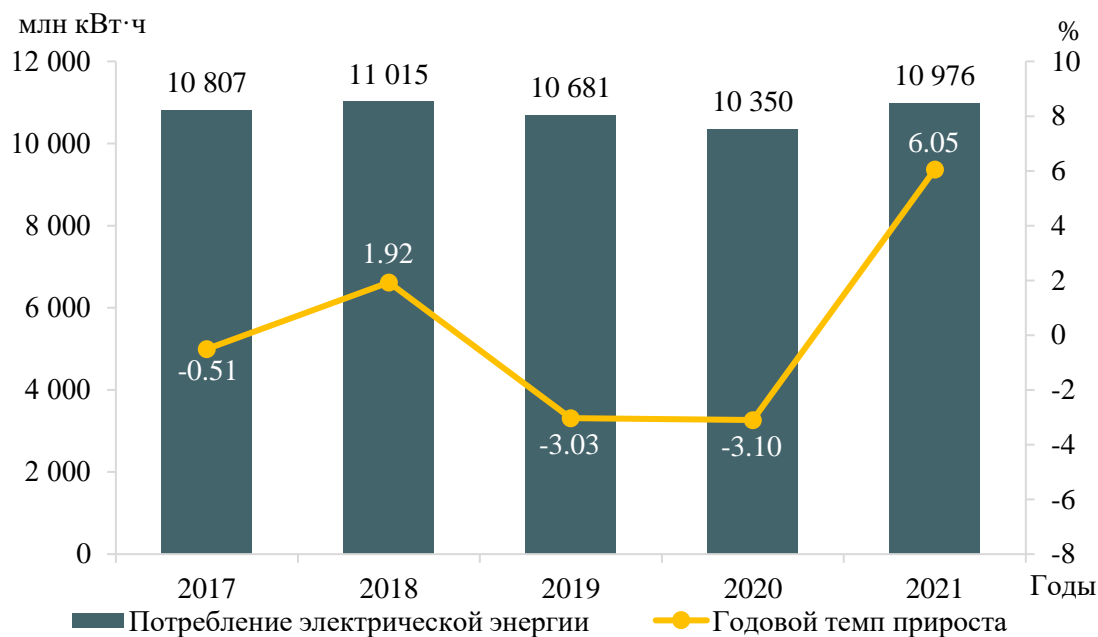


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Омской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

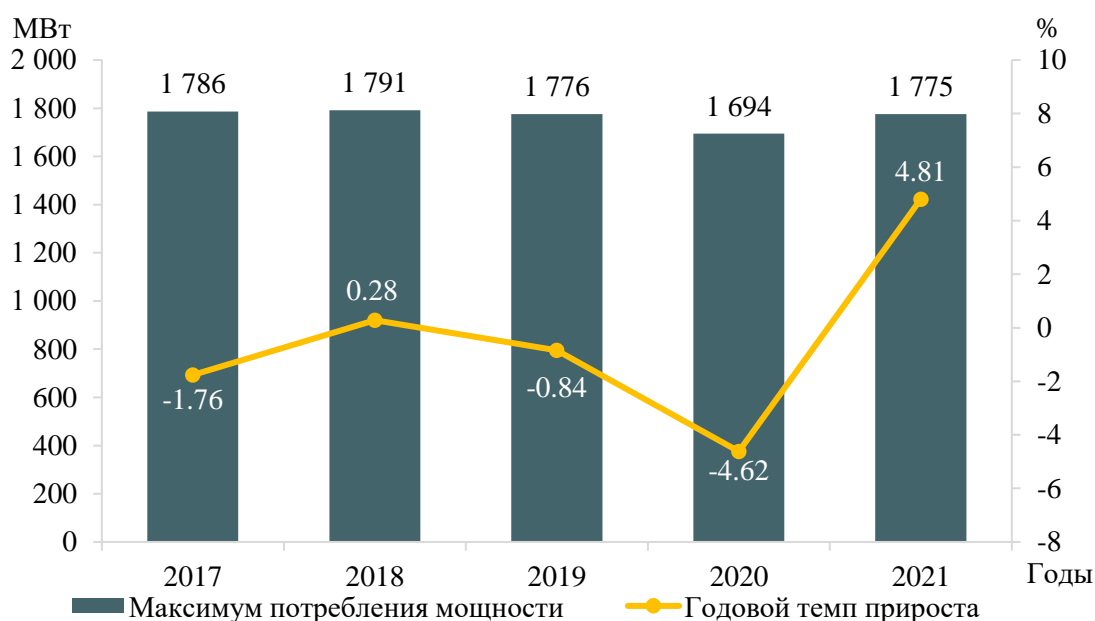


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Омской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы Омской области увеличилось на 114 млн кВт·ч и составило в 2021 году 10976 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,21 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 6,05 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2020 году и составило -3,10 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы Омской области снизился на 43 МВт и составил 1775 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности -0,47 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 4,81 % в 2021 году, что связано с отменой ковидных ограничений и восстановлением производства; наибольшее снижение мощности -4,62 % в 2020 году, 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 объемов транспортировки нефти и нефтепродуктов, а также ростом потребления нефтеперерабатывающим заводом АО «Газпромнефть-ОНПЗ»;
- увеличением потребления в химическом производстве, в том числе на АО «Омский каучук»;
- снижением потерь в сетях при передаче электрической энергии.

### **1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет**

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 с заменой провода ориентировочной протяженностью 0,28 км	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго»	2018	0,28 км
2	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Съездовская с отпайками с заменой провода ориентировочной протяженностью 0,27 км	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго»	2018	0,27 км
3	220 кВ	Строительство захода ВЛ 220 кВ Ульяновская – Московка (Д-15) на ПС 500 кВ Восход ориентировочной протяженностью 2,26 км с образованием КВЛ 220 кВ Восход – Московка и КВЛ 220 кВ Восход – Ульяновская	Филиал ПАО «Россети» – Западно-Сибирское ПМЭС	2018	2,62 км
4	220 кВ	Строительство захода ВЛ 220 кВ Омская ТЭЦ-4 – Татарская (246) на ПС 500 кВ Восход ориентировочной протяженностью 0,31 км с образованием КВЛ 220 кВ Омская ТЭЦ-4 – Восход и КВЛ 220 кВ Восход – Татарская	Филиал ПАО «Россети» – Западно-Сибирское ПМЭС	2018	0,31 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
5	220 кВ	Строительство захода ВЛ 220 кВ Ульяновская – Московка (Д-15) на ПС 500 кВ Восход ориентировочной протяженностью 15,77 км с образованием КВЛ 220 кВ Восход – Московка и КВЛ 220 кВ Восход – Ульяновская	Филиал ПАО «Россети» – Западно-Сибирское ПМЭС	2018	15,77 км
6	220 кВ	Строительство захода ВЛ 220 кВ Омская ТЭЦ-4 – Татарская (246) на ПС 500 кВ Восход ориентировочной протяженностью 10,63 км с образованием КВЛ 220 кВ Омская ТЭЦ-4 – Восход и КВЛ 220 кВ Восход – Татарская	Филиал ПАО «Россети» – Западно-Сибирское ПМЭС	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	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Нефтезаводская с заменой трансформатора 220 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 220/6/6 кВ мощностью 63 МВА	Филиал ПАО «Россети» – Западно-Сибирское ПМЭС	2018	63 МВА
2	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Сургутская с заменой трансформатора 110/35 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35 кВ мощностью 25 МВА	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго»	2018	25 МВА
3	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-ОМПЗ»	2018	63 МВА
4	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Нефтезаводская с заменой трансформатора 220 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 220/6/6 кВ мощностью 63 МВА	Филиал ПАО «Россети» – Западно-Сибирское ПМЭС	2018	63 МВА
5	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Тара с установкой ШР мощностью 25 Мвар	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго»	2021	25 Мвар

## 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 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

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

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

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 6 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 6 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2017	20.12.2017	-21,7
	21.06.2017	20,8
2018	19.12.2018	-8,5
	20.06.2018	16,0
2019	18.12.2019	-12,5
	19.06.2019	14,8
2020	16.12.2020	-13,1
	17.06.2020	18,0
2021	15.12.2021	-6,9
	16.06.2021	24,5

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

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

трансформатора ( $S_{персп}$ ) над длительно допустимой нагрузкой ( $S_{ддн}$ ) 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 ( $S_{ддн}$ ) нагрузочного трансформатора с учетом отключения одного из взаиморезервируемых трансформаторов на подстанции.

#### 2.2.1.1 ПАО «Россети Сибирь»

По данным ПАО «Россети Сибирь» рассмотрены предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО.

В таблице 7 представлены данные контрольного замера за период 2017–2021 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 8 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 9 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.



Таблица 7 – Фактическая загрузка нагрузочных 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 <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая загрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая загрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021	
1	ПС 110 кВ Кировская	110/10/10	1Т	ТРДН-25000/110 УХЛ1	115/38,5/11	25	2020	80	29,99	28,66	30,2	26,43	27,81	14,89	17,61	18,4	15,11	18,48	0
			2Т	ТРДН-25000/110	115/10,5/10,5	25	1976	88											

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

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Кировская	1Т	ТРДН-25000/110 УХЛ1	2020	80	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		2Т	ТРДН-25000/110	1976	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

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

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная загрузка 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 <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	ПС 110 кВ Кировская	Зимний контрольный замер 2019 года	30,20	ПС 110 кВ Кировская	Заявители льготной категории	–	–	2023	0,098	0,065	0,4	0,010	30,21	30,21	30,21	30,21	30,21	30,21

ПС 110 кВ Кировская (ПС 110 кВ Семиреченская).

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2019 года и составила 30,20 МВА. В ПАР трансформатора 2020 года ввода в эксплуатацию нагрузка оставшегося в работе трансформатора 1976 года ввода в эксплуатацию составит 100,67 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформатора. В ПАР трансформатора 1976 года ввода в эксплуатацию нагрузка оставшегося в работе трансформатора 2020 года ввода в эксплуатацию составит 96,64 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -12,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,20, а в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25 (применяется принцип линейной интерполяции).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,098 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,011 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 30,21 МВА. Таким образом, в ПАР трансформатора 2020 года ввода в эксплуатацию нагрузка оставшегося в работе трансформатора 1976 года ввода в эксплуатацию составит 100,70 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформатора. В ПАР трансформатора 1976 года ввода в эксплуатацию нагрузка оставшегося в работе трансформатора 2020 года ввода в эксплуатацию составит 96,67 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформатора.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кировская ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора 2020 года ввода в эксплуатацию на ПС 110 кВ Кировская расчетный объем ГАО составит 0,21 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 нагрузки трансформаторов подстанции, в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 30,20 + 0,01 + 0 - 0 = 30,21 \text{ МВА.}$$

При этом, следует отметить, что 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 (письмо ПАО «Россети Сибирь» от 14.10.2022 №1/03/201):

- 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).

С учетом вышеизложенного и для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется строительство нового центра питания ПС 110 кВ Семиреченская с установкой силовых трансформаторов мощностью не менее 30,21 МВА с переводом всей нагрузки ПС 110 кВ Кировская на ПС 110 кВ Семиреченская. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

Рекомендуется строительство ПС 110 кВ Семиреченская с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый.

Организация, ответственная за реализацию проекта, – филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

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

Предложения от сетевых организаций по строительству и(или) реконструкции объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже, отсутствуют.

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

##### 2.2.3.1 ПАО «Россети Сибирь»

ПАО «Россети Сибирь» в табличном виде предоставило информацию по недоотпуску электрической энергии. При этом данные о понесенном ущербе от недоотпуска электрической энергии и предложения по мероприятиям, направленным на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, не предоставлены. В связи с отсутствием предложений по мероприятиям данная информация в рамках подготовки материалов не рассматривается.

**2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия**

**2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 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 проекта, – ПАО «Россети».

Срок реализации мероприятия – 2028 год.

**2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ**

**Энергорайон размещения ПС 110 кВ Полтавская.**

При возникновении нормативного возмущения в нормальной схеме отчетного периода, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Новоцарицино – Полтавская с отпайкой на ПС Шербакульская (С-5), происходит отключение потребителей, запитанных от ПС 110 кВ Полтавская в объеме согласно данным зимнего дня контрольного замера 2020 года 8,2 МВт (третьей категории надежности – 7,315 МВт, второй категории надежности – 0,885 МВт) на этапе отчетного периода в период зимних максимальных нагрузок.

Карта-схема электрических сетей напряжением 35–110 кВ энергорайона размещения ПС 110 кВ Полтавская представлена на рисунке 4.

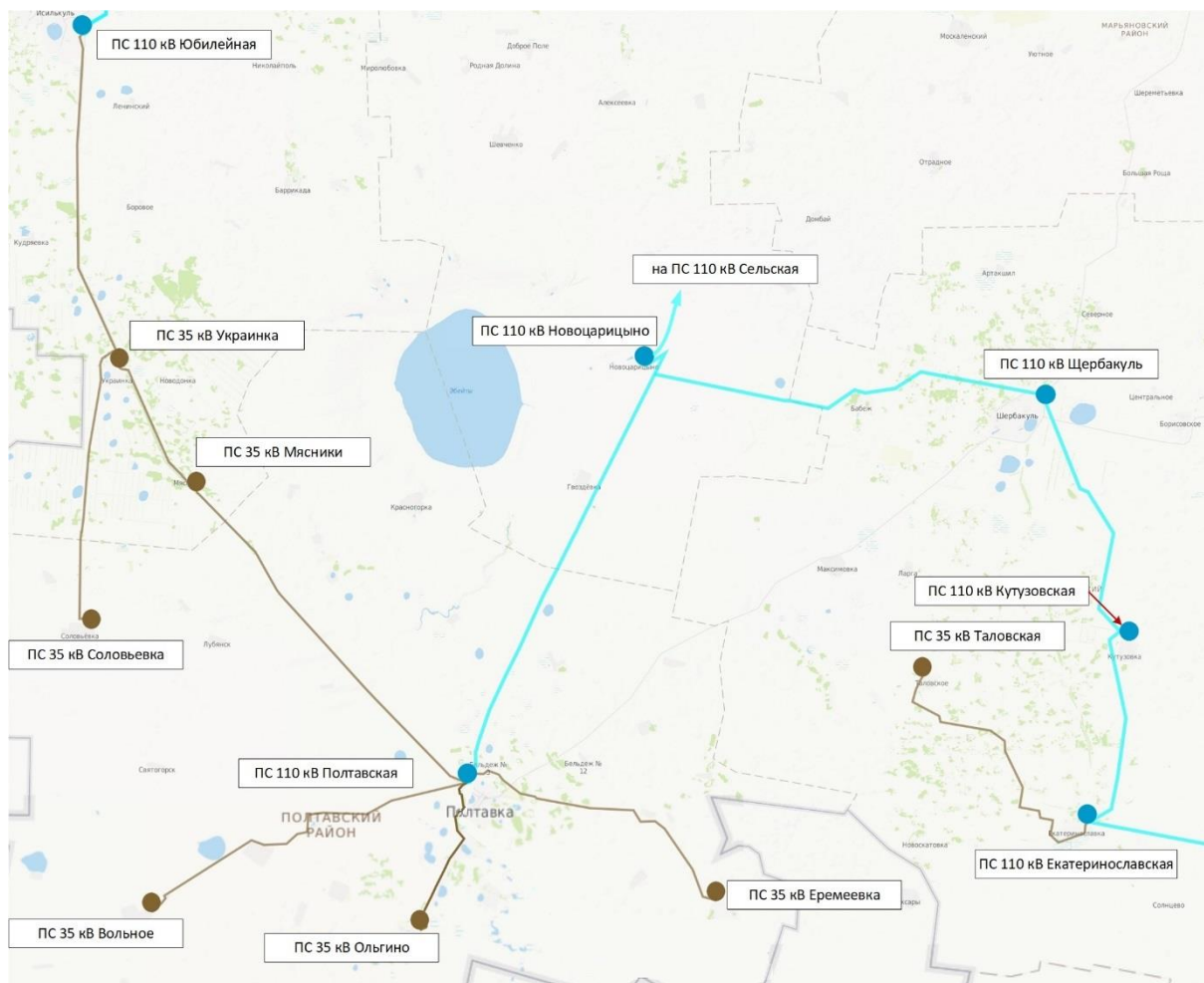


Рисунок 4 – Карта-схема электрических сетей напряжением 35–110 кВ энергорайона размещения ПС 110 кВ Полтавская

В соответствии с Правилами, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 861 [3], п. 31(6), допустимое число часов ограничения для потребителей третьей категории надежности составляет 72 часа в год, но не более 24 часов непрерывно, второй категории – определяется договором на технологическое присоединение. При повреждении протяженной ВЛ 110 кВ Новоцарицыно – Полтавская с отпайкой на ПС Щербакульская (С-5) время восстановления поврежденного оборудования может превысить 24 часа.

На текущий период ПС 110 кВ Юбилейная и ПС 110 кВ Полтавская в соответствии с договором аренды объектов электросетевого хозяйства находятся в эксплуатационном обслуживании филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго».

Для исключения превышения допустимого времени прекращения электроснабжения потребителей второй и третьей категории надежности, запитанных от ПС 110 кВ Полтавская, в период отключения ВЛ 110 кВ Новоцарицыно – Полтавская с отпайкой на ПС Щербакульская (С-5) рассмотрены следующие сетевые варианты усиления сети 10–110 кВ:

- организация электроснабжения потребителей энергорайона ПС 110 кВ Полтавская по сети 35 кВ от ПС 110 кВ Юбилейная с усилением сети 35 кВ (вариант 1А);

– организация электроснабжения потребителей энергорайона ПС 110 кВ Полтавская по сети 35 кВ от ПС 110 кВ Юбилейная с усилением сети 10–35 кВ (вариант 1Б);

– организация электроснабжения потребителей энергорайона ПС 110 кВ Полтавская по сети 35 кВ от ПС 110 кВ Екатеринославская с усилением сети 35 кВ (вариант 2 и 2А);

– организация электроснабжения потребителей энергорайона ПС 110 кВ Полтавская по сети 110 кВ от ПС 110 кВ Екатеринославская со строительством новой ВЛ 110 кВ Екатеринославская – Полтавская (вариант 3А и 3Б).

В соответствии с ТЭО, выполненным в рамках СиПР Омской области, стоимость реализации мероприятий по варианту 1А составит:

– Установка СТК объемом 22 Мвар на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Полтавская – 95,85 млн руб.;

– Расширение РУ 35 кВ ПС 110 кВ Полтавская на 1 линейную ячейку для подключения БСК – 16,91 млн руб.;

– Установка СТК объемом 8 Мвар на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Юбилейная – 34,86 млн руб.;

– Расширение РУ 35 кВ ПС 110 кВ Юбилейная на 1 линейную ячейку для подключения СТК – 14,55 млн руб.;

– Замена ВЧЗ (100 А), ТТ (200 А) ВЛ 35 кВ Юбилейная – Украинка (97Ц) на ПС 35 кВ Украинка на ВЧЗ и ТТ пропускной способностью не менее 600 А – 1,67 млн руб.;

– Замена ТТ (150 А) ВЛ 35 кВ Полтавка-Украинка (405Ц) пропускной способностью не менее 600 А на ПС 35 кВ Украинка – 1,29 млн руб.;

– Замена ТТ и ВЧЗ (200 А) ВЛ 35 кВ Полтавка-Украинка (405Ц) пропускной способностью не менее 600 А на ПС 110 кВ Полтавская – 1,67 млн руб.;

– Замена устройств дифференциальных реле силовых трансформаторов ПС 110 кВ Полтавская на микропроцессорные устройства – 3,26 млн руб.;

– Реконструкция ПС 110 кВ Юбилейная с заменой трансформатора 1Т 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА – 70,80 млн руб.;

– Увеличение пропускной способности ВЛ 35 кВ Полтавка-Украинка (405Ц) с заменой существующего провода на новый АС-70 – 432,97 млн руб.

Итого по варианту 1А – 673,83 млн руб.

Стоимость реализации мероприятий по варианту 1Б составит:

– Установка СТК объемом 18 Мвар на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Полтавская – 78,42 млн руб.;

– Расширение РУ 10 кВ ПС 110 кВ Полтавская на 1 линейную ячейку для подключения СТК – 2,07 млн руб.;

– Установка СТК объемом 8 Мвар на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Юбилейная – 34,86 млн руб.;

– Расширение РУ 35 кВ ПС 110 кВ Юбилейная на 1 линейную ячейку для подключения СТК – 14,55 млн руб.;

– Замена ВЧЗ (100 А), ТТ (200 А) ВЛ 35 кВ Юбилейная – Украинка (97Ц) на ПС 35 кВ Украинка на ВЧЗ и ТТ пропускной способностью не менее 600 А – 1,67 млн руб.;

– Замена ТТ (150 А) ВЛ 35 кВ Полтавка-Украинка (405Ц) пропускной способностью не менее 600 А на ПС 35 кВ Украинка – 1,29 млн руб.;

– Замена ТТ и ВЧЗ (200 А) ВЛ 35 кВ Полтавка-Украинка (405Ц) пропускной способностью не менее 600 А на ПС 110 кВ Полтавская – 1,67 млн руб.;

– Реконструкция ПС 110 кВ Полтавская с заменой устройств дифференциальных реле силовых трансформаторов на микропроцессорные устройства – 3,26 млн руб.;

– Реконструкция ПС 110 кВ Юбилейная с заменой трансформатора 1Т 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА – 70,80 млн руб.;

– Увеличение пропускной способности ВЛ 35 кВ Полтавка-Украинка (405Ц) с заменой существующего провода на новый АС-70 – 432,97 млн руб.

Итого по варианту 1Б – 641,56 млн руб.

Стоимость реализации мероприятий по варианту 2 составит:

– Строительство отпайки 35 кВ до ПС 35 кВ Таловская протяженностью 24 км от существующей ВЛ 35 кВ Полтавка – Еремеевка (120Ц) – 220,44 млн руб.;

– Расширение РУ 35 кВ ПС 35 кВ Таловская на 1 линейную ячейку для подключения новой отпайки 35 кВ – 16,91 млн руб.;

– Установка СТК мощностью 22 Мвар на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Полтавская – 95,85 млн руб.;

– Расширение РУ 35 кВ ПС 110 кВ Полтавская на 1 линейную ячейку для подключения СТК – 16,91 млн руб.;

– Замена ТТ (100 А) ВЛ 35 кВ Екатеринославская – Таловская (117 Ц) на ПС 35 кВ Таловская на ВЧЗ пропускной способностью не менее 400 А – 1,29 млн руб.;

– Замена ТТ и ВЧЗ (100 А) ВЛ 35 кВ Полтавка-Еремеевка (120Ц) пропускной способностью не менее 400 А на ПС 110 кВ Полтавская – 1,67 млн руб.;

– Реконструкция ПС 110 кВ Полтавская с заменой устройств дифференциальных реле силовых трансформаторов на микропроцессорные устройства – 3,26 млн руб.;

– Реконструкция ПС 110 кВ Екатеринославская с заменой трансформатора 1Т 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА – 70,80 млн руб.;

– Монтаж нового ШОТ на ПС 35 кВ Таловская – 0,23 млн руб.;

– Установка ОПУ на ПС 35 кВ Таловская – 10,83 млн руб.;

– Реконструкция ШОТ на ПС 110 кВ Полтавская – 0,09 млн руб.;

– Реконструкция ПС 110 кВ Екатеринославская с приведением схемы к типовой (схема № 4Н) – 73,45 млн руб.

Итого по варианту 2 – 511,73 млн руб.

Стоимость реализации мероприятий по варианту 2А составит:

– Строительство отпайки 35 кВ до ПС 35 кВ Таловская протяженностью 24 км от существующей ВЛ 35 кВ Полтавка – Еремеевка (120Ц) – 220,44 млн руб.;

– Расширение РУ 35 кВ ПС 35 кВ Таловская на 1 линейную ячейку для подключения новой отпайки 35 кВ – 16,91 млн руб.;

– Установка СТК мощностью 22 Мвар на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Полтавская – 95,85 млн руб.;

– Расширение РУ 35 кВ ПС 110 кВ Полтавская на 1 линейную ячейку для подключения СТК – 16,91 млн руб.;

– Замена ТТ (100 А) ВЛ 35 кВ Екатеринославская – Таловская (117 Ц) на ПС 35 кВ Таловская на ТТ пропускной способностью не менее 400 А – 1,29 млн руб.;

– Замена ТТ и ВЧЗ (100 А) ВЛ 35 кВ Полтавка-Еремеевка (120Ц) пропускной способностью не менее 400 А на ПС 110 кВ Полтавская – 1,67 млн руб.;

– Реконструкция ПС 110 кВ Полтавская с заменой устройств дифференциальных реле силовых трансформаторов на микропроцессорные устройства – 3,26 млн руб.;

– Реконструкция ПС 110 кВ Екатеринославская с заменой трансформатора 1Т 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА – 70,80 млн руб.;

– Установка шкафа отбора напряжения новой ВЛ 35 кВ со стороны ПС 35 кВ Таловская – 0,52 млн руб.;

– Реконструкция ПС 110 кВ Полтавская с установкой УПАСК ПРД – 1,01 млн руб.;

– Реконструкция ПС 35 кВ Таловская с установкой УПАСК ПРМ – 1,01 млн руб.;

– ВЧ обработка ВЛ 35 кВ Полтавка – Таловская с отп. на ПС Еремеевка со стороны ПС 110 кВ Полтавская – 2,92 млн руб.;

– ВЧ обработка ВЛ 35 кВ Полтавка – Таловская с отп. на ПС Еремеевка со стороны ПС 35 кВ Таловская – 2,92 млн руб.;

– Монтаж нового ШОТ на ПС 35 кВ Таловская – 0,23 млн руб.;

– Установка ОПУ на ПС 35 кВ Таловская – 10,83 млн руб.;

– Реконструкция ШОТ на ПС 110 кВ Полтавская – 0,09 млн руб.;

– Реконструкция ПС 110 кВ Екатеринославская с приведением схемы к типовой (схема № 4Н), замена ОД и КЗ на В-110 Т-1 и Т-2 – 74,46 млн руб.;

Итого по варианту 2А – 521,12 млн руб.

Стоимость реализации мероприятий по варианту 3А составит:

– Строительство ВЛ 110 кВ Екатеринославская – Полтавская с проводом АС-70 ориентировочной протяженностью 50 км – 538,33 млн руб.;

– Реконструкция РУ 110 кВ ПС 110 кВ Екатеринославская с расширением на 1 линейную ячейку – 37,03 млн руб.;

– Реконструкция ПС 110 кВ Екатеринославская с приведением схемы к типовой (схема № 9), замена ОД и КЗ на В-110 Т-1 и Т-2, установка ячеек выключателей 110 кВ на присоединениях ВЛ 110 кВ Кутузовская – Екатеринославская и ВЛ 110 кВ Екатеринославская – Одесская, установка СВ-110 кВ – 191,76 млн руб.;

– Реконструкция ПС 110 кВ Полтавская, установка ДФЗ с ВЧ приемопередатчиком ВЛ 110 кВ Екатеринославская – Полтавская – 7,21 млн руб.

Итого по варианту 3А – 774,33 млн руб.

Стоимость реализации мероприятий по варианту 3Б составит:

– Строительство ВЛ 110 кВ Екатеринославская – Полтавская с проводом АС-120 ориентировочной протяженностью 50 км – 555,31 млн руб.;

– Реконструкция РУ 110 кВ ПС 110 кВ Екатеринославская с расширением на 1 линейную ячейку – 37,03 млн руб.;

– Реконструкция ПС 110 кВ Екатеринославская с приведением схемы к типовой (схема № 9), замена ОД и КЗ на В-110 Т-1 и Т-2, установка ячеек выключателей 110 кВ на присоединениях ВЛ 110 кВ Кутузовская –



Екатеринославская и ВЛ 110 кВ Екатеринославская – Одесская, установка СВ-110 кВ – 191,76 млн руб.;

– Реконструкция ПС 110 кВ Полтавская, установка ДФЗ с ВЧ приемо-передатчиком ВЛ 110 кВ Екатеринославская – Полтавская – 7,21 млн руб.

Итого по варианту 3Б – 791,31 млн руб.

Результаты технико-экономического сравнения вариантов развития сетей для энергорайона размещения ПС 110 кВ Полтавская показали, что наиболее эффективным является вариант 2, предусматривающий организацию электроснабжения потребителей энергорайона ПС 110 кВ Полтавская в послеаварийных или ремонтных схемах, связанных с отключением ВЛ 110 кВ Новоцарицино – Полтавская с отпайкой на ПС Шербакульская (С-5), по сети 35 кВ от ПС 110 кВ Екатеринославская с усилением сети 35 кВ.

Строительство отпайки 35 кВ от существующей ВЛ 35 кВ Полтавка – Еремеевка (120Ц) до ПС 35 кВ Таловская также потребует пересчета параметров срабатывания УРЗА, установленных на ПС 110 кВ Екатеринославская, ПС 35 кВ Таловская и ПС 110 кВ Полтавская. Возможность установки необходимых параметров срабатывания УРЗА, а также объем реконструкции/замены вышеуказанных УРЗА определяется при разработке проектной документации по титулу строительства новой ВЛ 35 кВ.

Следует также отметить, что при разработке варианта 2 в послеаварийных или ремонтных схемах, связанных с отключением ВЛ 110 кВ Новоцарицино – Полтавская с отпайкой на ПС Шербакульская (С-5), выявлено превышение ДДТН Т-1 ПС 110 кВ Екатеринославская мощностью 10 МВА. Данное превышение обусловлено сложившейся нагрузкой энергорайона расположения ПС 110 кВ Полтавская, а также потерями в сети 35 кВ при организации питания ПС 110 кВ Полтавская по сети 35 кВ от ПС 110 кВ Екатеринославская. Для ликвидации выявленного превышения ДДТН Т-1 ПС 110 кВ Екатеринославская рекомендована замена существующего трансформатора мощностью 10 МВА на новый мощностью 25 МВА.

В результате реализации мероприятий по варианту 2, напряжения в электрической сети 10–35 кВ энергорайона ПС 110 кВ Полтавская входят в область длительно допустимых значений, превышений ДДТН электросетевых элементов не возникает. Следует отметить, что в различных режимах работы энергосистемы (максимум/минимум нагрузки), а также в разных сезонах потребуются синхронизация данных мероприятий с работой РПН на ПС 110 кВ Екатеринославская в аварийно-ремонтных схемах, связанных с отключением ВЛ 110 кВ Новоцарицино – Полтавская с отпайкой на ПС Шербакульская (С-5).

Следует отметить, что рекомендуемый вариант 2 позволяет обеспечить вторую и третью категорию надежности электроснабжения потребителей, запитанных от ПС 110 кВ Полтавская. Для обеспечения электроснабжения потребителей, запитанных от ПС 110 кВ Полтавская, по первой категории надежности (при изменении категории надежности существующих или при подключении новых потребителей), рекомендуется к реализации вариант 2А, предусматривающий дополнительно к мероприятиям по варианту 2 организацию функции автоматического включения выключателя в устройстве АУВ ВЛ 35 кВ Полтавская – Еремеевская с отпайкой на ПС Таловская со стороны ПС 35 кВ Таловская. Данный вариант сопоставим с вариантом строительства новой ВЛ 110 кВ Екатеринославская – Полтавская (вариант 3) в части возможности обеспечения

электроснабжения потребителей, запитанных от ПС 110 кВ Полтавская, по первой категории надежности (при изменении категории надежности существующих или при подключении новых потребителей), но является менее затратным.

Согласно п. 6.1.2. Протокола согласительного совещания Министерства энергетики Российской Федерации от 29 октября 2021 года № 07-1568-пр мероприятия, предусмотренные вариантом 2, следует включить в ИПР ПАО «Россети Сибирь» в качестве наиболее оптимальных.

Ввиду отсутствия сведений о наличии в исследуемом энергорайоне ПС 110 кВ Полтавская существующих потребителей первой категории надежности, к дальнейшей реализации рекомендуется вариант 2.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнение комплекса мероприятий по варианту 2, в том числе мероприятие по реконструкции ПС 110 кВ Екатеринославская с заменой трансформатора 1Т 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА с приведением схемы ПС 110 кВ Екатеринославская к типовой (схема № 4Н). Далее по работе мероприятия по сети 35 кВ в рамках СиПР ЭЭС не рассматриваются, однако, необходимо отметить, что для достижения технического эффекта в рамках выбранного варианта, требуется реализация всех мероприятий как по сети 110 кВ, так и по сети 35 кВ.

Организация, ответственная за реализацию проекта – филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

2.3.3 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных проектов 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 проектов 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 2023–2028 годы**

#### **3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, реализуемых в энергосистеме Омской области и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности**

В энергосистеме Омской области до 2028 года в соответствии с реестром инвестиционных проектов планируется ввод новых производственных мощностей основных потребителей. В таблице 10 приведены данные о планируемых к вводу мощностей основных потребителей, которые учтены в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Омской области.

Таблица 10 – Перечень планируемых к вводу потребителей в соответствии с реестром инвестиционных проектов

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 10 МВт							
1	АО «Газпромнефть-ОНПЗ». Очистные сооружения	АО «Газпромнефть-ОНПЗ»	0,0	10,5	110	2023	Омская ТЭЦ-4

### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Омской области на период 2023–2028 годов представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Омской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	11082	11187	11223	11255	11276	11324
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	105	36	32	21	48
Годовой темп прироста, %	–	0,95	0,32	0,29	0,19	0,43

Потребление электрической энергии по энергосистеме Омской области прогнозируется на уровне 11324 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 0,45 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 105 млн кВт·ч или 0,95 %; наименьший прирост ожидается в 2027 году и составит 21 млн кВт·ч или 0,19 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Омской области учтены планы по реализации инвестиционных проектов, приведенных в таблице 10.

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

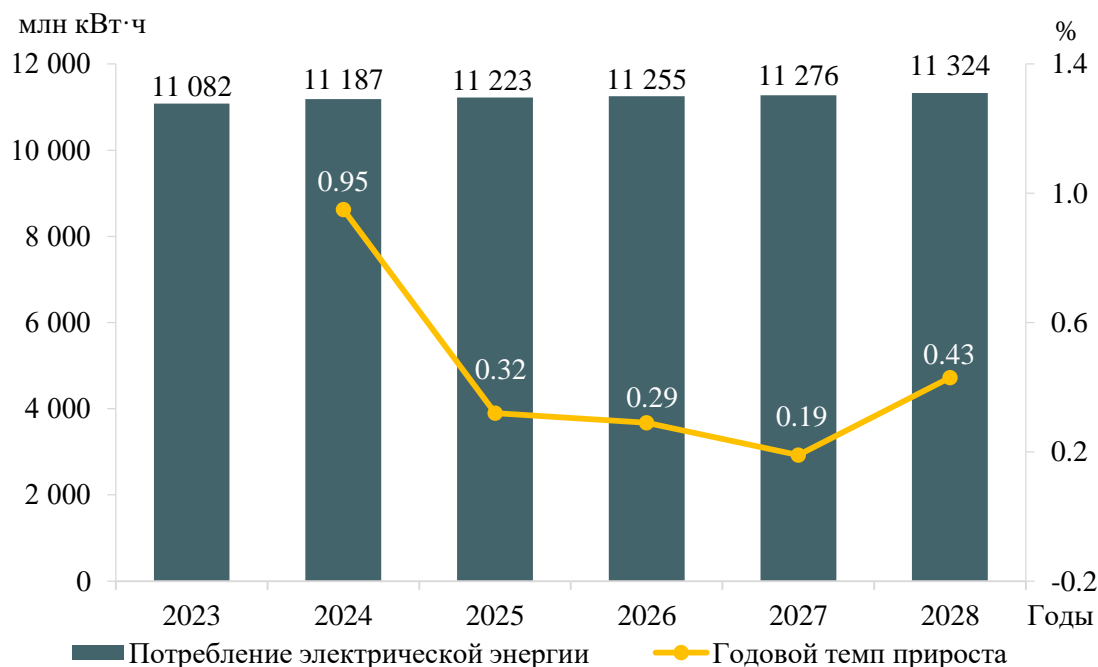


Рисунок 5 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Омской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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 2023–2028 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Омской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1827	1835	1839	1842	1845	1849
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	8	4	3	3	4
Годовой темп прироста, %	–	0,44	0,22	0,16	0,16	0,22
Число часов использования максимума потребления мощности	6066	6096	6103	6110	6112	6124

Максимум потребления мощности энергосистемы Омской области к 2028 году прогнозируется на уровне 1849 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,59 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 8 МВт или 0,44 %; наименьший прирост ожидается в 2026 и 2027 годах и составит 3 МВт или 0,16 %.

Годовой режим электропотребления энергосистемы разуплотненный и в прогнозный период останется на том же уровне, что и в отчетный период. Число часов использования максимума к 2028 году прогнозируется на уровне 6124 час/год.

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

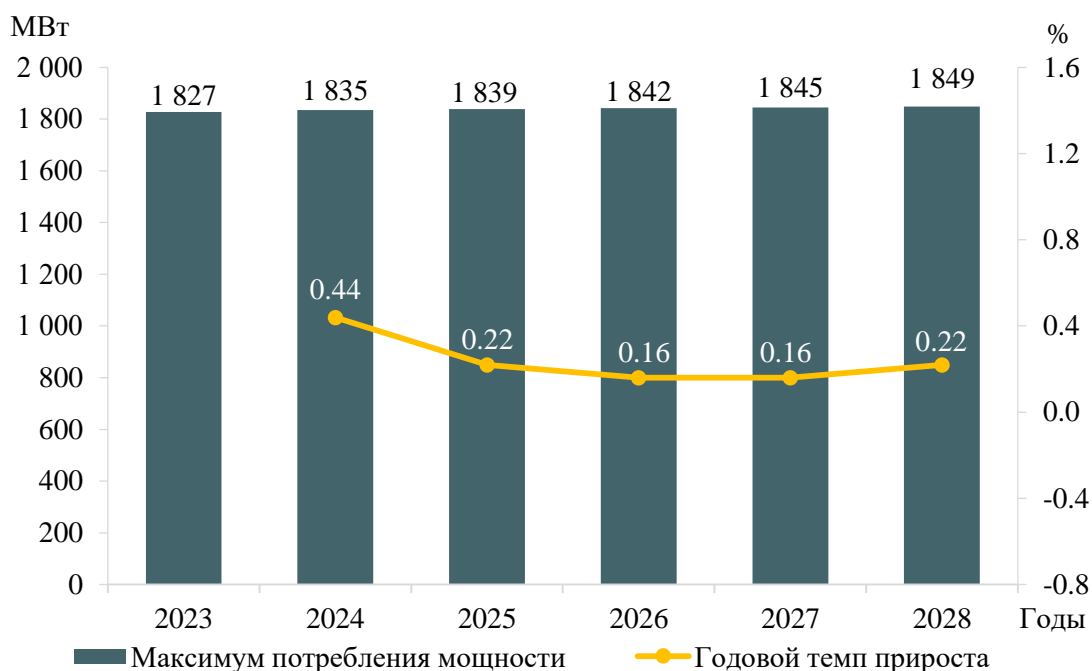


Рисунок 6 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Омской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

### 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 2023–2028 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Омской области в 2028 году сохранится на уровне отчетного 2021 года и составит 1661,2 МВт. К 2028 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Омской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Омской области в период 2023–2028 годов представлена в таблице 13. Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Омской области в период 2023–2028 годов представлена на рисунке 7.

Таблица 13 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Омской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Всего	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
ВИЭ всего	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

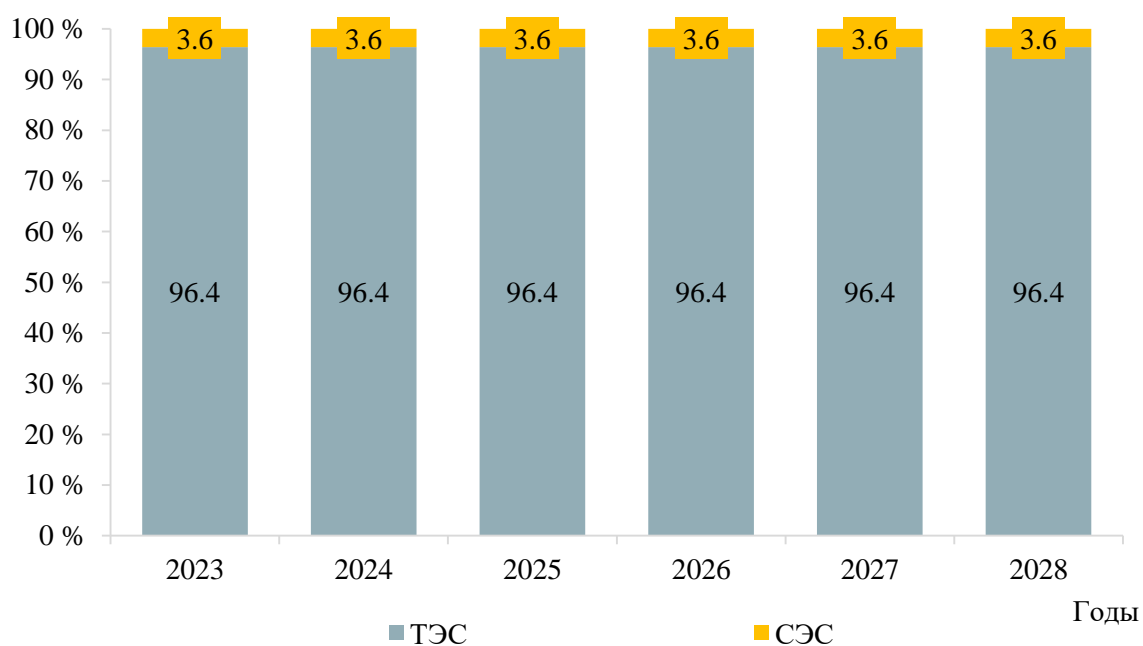


Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Омской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Омской области с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) в период 2023–2028 годов приведены в приложении А.



## **4 Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 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 проектов 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**

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, направленных на обеспечение технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, не выявлена.

### **4.3 Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия**

Сводный перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России [4] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия, приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта
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 ШПР 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	Реконструкция ПС 110 кВ Екатеринославская с заменой трансформатора 1Т 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА с приведением схемы ПС 110 кВ Екатеринославская к типовой (схема № 4Н)	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

**4.4 Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)**

На основании проведённого анализа сформирован перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) (таблица 15).

Таблица 15 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта
1	Строительство ПС 110 кВ Семиреченская с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый (взамен ПС 110 кВ Кировская)	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

## **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 проектов 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 потребности в 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 ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 16.12.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) итогового проекта инвестиционной программы ПАО «Россети Сибирь» на 2023–2027 годы и проекта изменений, которые вносятся в инвестиционную программу ПАО «Россети Сибирь» на 2022–2026 годы. Материалы размещены 17.11.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

3) утвержденных приказом Минэнерго России от 24.11.2022 № 27@ инвестиционной программы ПАО «Россети Сибирь» на 2023–2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Сибирь», утвержденную приказом Минэнерго России от 23.12.2021 № 32@;

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

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

– на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов (опубликован 28.09.2022 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 %).

## 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 в долгосрочной перспективе, 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 проектов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше.

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Омской области оценивается в 2028 году в объеме 11324 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,45 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Омской области к 2028 году увеличится и составит 1849 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,59 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 0,44 %; наименьший прирост ожидается в 2026 и 2027 годах и составит 0,16 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Омской области в 2023–2028 годах прогнозируется в диапазоне 6066–6124 час/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 2023–2028 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Омской области в 2028 году составит 1661,2 МВт. К 2028 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Омской области не претерпит существенных изменений.

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

Всего за период 2023–2028 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 1370 км, трансформаторной мощности 95 МВА.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от \_\_\_\_ г. № \_\_\_\_ «Об утверждении \_\_\_\_\_», зарегистрирован М-вом юстиции \_\_\_\_\_ г., регистрационный № \_\_\_\_\_. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: \_\_\_\_\_.\_\_\_\_.\_\_\_\_).

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 (ред. от 28.12.2020) : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).

3. Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 (ред. от 14.03.2022) «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям». – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).

4. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 28 февраля 2022 г. № 146 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы». – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 28.09.2022).

5. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).



## 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 2028 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	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	
		10	Т-120/130-12,8		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	
		12	ПТ-60-130/13		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	
		1, 2, 3	ПГУ		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	
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	
		6	Т-100/120-130-2		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	
		9	ПТ-135/165-130/15		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	
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	
		2	ПТ-98/110-130/13-1М		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	
		4	Т-175/210-130		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	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	
		2	П-6-1,2/0,5		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	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	
		2	Р-6-35/10м-1		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	
ТЭС Теплогенерирующий Комплекс	ООО «Теплогенерирующий Комплекс»			Газ								
		1	G3520E		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	
		3	G3520E		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	
Нововаршавская СЭС	ООО «ГРИН Энерджи Рус»			–								
		1 оч.	ФЭСМ		15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	
		2 оч.	ФЭСМ		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

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
Русско-Полянская СЭС	ООО «ГРИН Энерджи Рус»			–								
		1 оч.	ФЭСМ		15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	
		2 оч.	ФЭСМ		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	

# ПРИЛОЖЕНИЕ Б

## Перечень реализуемых и перспективных проектов 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 проектов по развитию электрической сети 110 кВ и выше на территории Омской области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение проекта	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
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	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	2598.62	2598.62
2	Омской области	Омская область	Строительство ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая ориентировочной протяженностью 770 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	770	770		Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	44104.7	44104.7
3	Омской области	Омская область	Строительство ВЛ 500 кВ Курган – Таврическая ориентировочной протяженностью 600 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	600	600		Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	34365.47	34365.47
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)	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	2027	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	634.62	634.62

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение проекта	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
5	Омской области	Омская область	Реконструкция ПС 110 кВ Екатеринбургская с заменой трансформатора 1Т 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА с приведением схемы ПС 110 кВ Екатеринбургская к типовой (схема № 4Н)	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	2027	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	187.8	187.8

Примечания

- 1 <sup>1)</sup> Необходимый год реализации – год среднесрочного периода, в котором на основании анализа существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на исключение (предотвращение) необходимости применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), обеспечение нормативного уровня балансовой надежности и обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима.
- 2 <sup>2)</sup> Планируемый год реализации – год среднесрочного периода, определенный с учетом планов и решений по перспективному развитию энергосистемы, строительству, реконструкции, модернизации, техническому перевооружению, вводу в эксплуатацию и выводу из эксплуатации объектов по производству электрической энергии (мощности) и объектов электросетевого хозяйства, технологическому присоединению к электрическим сетям, учтенных в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства 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.